

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Análise e Estimativa dos custos da electricidade
em Portugal**

Rui Eduardo Nogueira da Costa

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. João Paulo Tomé Saraiva

Julho 2012

© Rui Eduardo Nogueira da Costa, 2012

A Dissertação intitulada

“Análise e Estimativa dos Custos da Eletricidade em Portugal”

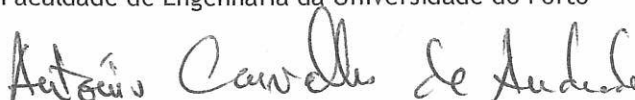
foi aprovada em provas realizadas em 19-07-2012

o júri



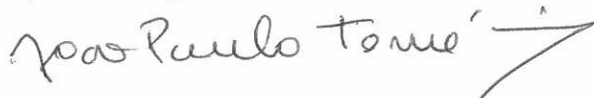
Presidente **Professor Doutor Cláudio Domingos Martins Monteiro**

Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professor Doutor António Carvalho de Andrade

Professor Adjunto do Departamento de Engenharia Eletrotécnica da Instituto
Superior de Engenharia do Porto



Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva

Professor Associado do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.



Autor - **Rui Eduardo Nogueira da Costa**

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

A energia elétrica tem, hoje em dia e cada vez mais, um papel vital no funcionamento da sociedade, tanto que não pode ser tratada como uma simples mercadoria ou produto. É portanto fundamental o contínuo esforço pela obtenção de um sistema energético cada vez mais fiável e eficiente, não apenas técnica como economicamente.

Este trabalho foi realizado com o objetivo de analisar a constituição do sistema elétrico Português tendo em vista perceber como é formado o preço final da energia elétrica. Para isso foram abordados todos os segmentos constituintes da cadeia de valor que levam à formação do preço final, estudando tanto a forma como estão organizados como os resultados efetivamente obtidos, apreciando desta maneira o impacto de cada um destes aspetos no preço final.

Para aprofundar os aspetos que dizem respeito à parte regulada do sistema, foram examinados diversos documentos publicados pela entidade reguladora de forma a compreender a composição e evolução dos valores a recuperar referentes, por exemplo, às redes de transporte e distribuição, a valores diferidos em anos anteriores, e a diversos outros apoios e contratos em vigor.

Quanto à produção foram cruzados os dados disponibilizados pela REN, REE e OMEL, analisando assim o impacto de cada tipo de produção, não só no preço de mercado como no preço final da energia elétrica (dado que certos tipos de produção influenciam não só o preço de mercado como valores de tarifas reguladas), e ainda nas importações de combustível.

Posteriormente foi também estimada a evolução dos preços nos próximos anos, utilizando para este efeito os resultados da análise realizada, bem como as estimativas que foram consideradas mais fiáveis, nomeadamente as que são baseadas em contratos existentes e planos de desenvolvimento.

Abstract

Electricity has today, and ever increasingly, a vital role in the functioning of society, so much so that it cannot be treated as a mere commodity or product. Therefore it's fundamental to maintain an ongoing effort to build an ever more reliable and efficient energy system, not only technically but also economically.

The objective of this study was to analyze the constitution of the Portuguese electric system, in order to understand how the final price of electricity is formed. For this purpose the entire value chain's constituting segments, from production to retail were addressed and studied, taking into account both the way these segments are organized and the actual results, thus appreciating the impact of each of these aspects in the final price.

In order to further explore the aspects related to the regulated part of the system, various documents published by the Portuguese Regulatory Agency were examined, in order to understand the composition and evolution of the amounts referring to, for example, the transmission and distribution networks, deferred values from previous years, and several other grants and contracts.

As for generation, data available from REN, REE and OMEL was crossed, for the purpose of analyzing the impact of each type of generation, not only on the market price, but also in the final price of electricity (considering that certain types of generation influence not only the market price but also the value of some of the regulated tariffs) as well as in the fuel imports.

Lastly, the electricity price evolution for the next years is estimated, using for this purpose the results of the analysis mentioned above, but also the estimates which were considered most reliable, namely the ones based on existing contracts and development plans.

Agradecimentos

Se há pessoa a quem devo gratidão pela realização desta dissertação, é sem dúvida alguma ao meu orientador e professor, o Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva, cuja disponibilidade e colaboração foram absolutas. A sua preocupação, vasto conhecimento e rigor foram, não apenas essenciais para a conclusão desta tese mas também uma inspiração para a minha vida profissional.

Aos meus pais, a quem tenho a agradecer tudo o que sou e em particular o curso que agora termino, às minhas irmãs pelo amor, ao meu padrinho pelo exemplo e pelo companheirismo, e a toda a minha família em geral pelo apoio que sempre me deram e por acreditarem mais em mim do que eu próprio.

Aos meus colegas e amigos, que fazem o tempo passar mais depressa, particularmente a todos os que me aturaram durante o meu percurso académico e muito especialmente aos que estiveram comigo nesta fase final.

A todos os professores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto que ao longo dos anos foram contribuindo pouco a pouco para a minha formação que agora termina, especialmente àqueles que também me ajudaram na conclusão desta dissertação.

Por fim, agradeço também à EDP produção pela oportunidade oferecida e, em particular aos engenheiros Virgílio Mendes e José Sousa, por toda disponibilidade e apoio que me concederam na realização deste trabalho.

Índice

Resumo	iii
Abstract	v
Agradecimentos.....	vii
Índice	ix
Lista de Figuras	xiii
Lista de Tabelas.....	xvii
Abreviaturas e Símbolos.....	xix
Capítulo 1	
Introdução	21
1.1 - Enquadramento e Objetivos.....	21
1.2 - Estrutura do Documento	22
Capítulo 2	
O Sector Elétrico em Portugal.....	23
2.1 - História do SEN	23
2.1.1 - O Pós 25 de Abril	23
2.1.2 - A reforma estrutural de 1995 e as privatizações	26
2.1.3 - A reforma estrutural de 2006 e o arranque do mercado	29
2.2 - Estrutura atual do setor.....	32
2.2.1 - Produção	32
2.2.1.1 - Produção em Regime Ordinário (PRO)	32
2.2.1.2 - Produção em Regime Especial (PRE)	32
2.2.1.3 - Importação / Exportação.....	33
2.2.2 - Transporte	33
2.2.3 - Distribuição.....	34
2.2.4 - Comercialização	34
2.2.5 - Consumo	35
2.2.6 - Entidades Governamentais	35
2.2.6.1 - DGEG	36
2.2.6.2 - ERSE	37

Capítulo 3

Atividades e Tarifas Reguladas.....	39
3.1 - Estruturas de mercado	39
3.1.1 - Concorrência perfeita	40
3.1.2 - Monopólio.....	42
3.1.3 - Oligopólio.....	45
3.2 - Regulação.....	46
3.2.1 - Justificação e Definição.....	46
3.2.2 - Objetivos e Princípios	47
3.2.3 - Estratégias de Regulação	47
3.2.3.1 - Regulação por Custo de Serviço ou Taxa de Remuneração.....	50
3.2.3.2 - Regulação por Incentivos - Limites nos Preços	53
3.2.3.3 - Regulação por Incentivos - Limites nos Proveitos.....	54
3.2.3.4 - Regulação por Comparação	55
3.3 - Tarifas Reguladas em Portugal Continental	56
3.3.1 - Tarifas exclusivas ao CUR.....	59
3.3.1.1 - Tarifa de Venda a Clientes Finais	60
3.3.1.2 - Tarifas Transitórias.....	61
3.3.1.3 - Tarifa Social	62
3.3.1.4 - Tarifa de Energia	63
3.3.1.5 - Tarifa de Comercialização	64
3.3.2 - Tarifas de Acesso às Redes	65
3.3.2.1 - Tarifa de Uso da Rede de Transporte	66
3.3.2.2 - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	68
3.3.2.3 - Tarifa de Uso Global do Sistema	69
3.3.2.4 - Evolução das Tarifas de Acesso às Redes.....	73
3.3.2.5 - Peso relativo das Tarifas de Acesso às Redes.....	74

Capítulo 4

Mercado Ibérico de Eletricidade e Comercialização	79
4.1 - Mercado de Eletricidade	79
4.1.1 - Mercado a Prazo.....	81
4.1.2 - Mercado Diário.....	81
4.1.3 - Mercado de Serviços de Sistema.....	88
4.1.3.1 - Reserva Secundária.....	89
4.1.3.2 - Reserva Terciária	90
4.2 - Comercialização	90

Capítulo 5

Produção de Energia	95
5.1 - Dados	95
5.2 - Produção Hídrica	97
5.3 - Produção Térmica.....	100
5.4 - PRE.....	105

Capítulo 6

Estimativa da Evolução das Tarifas.....	113
6.1 - Tarifas de Uso das Redes de Transporte e Distribuição	113
6.2 - Tarifa de Uso Global do Sistema.....	114
6.3 - Tarifa de Energia	117
6.3.1 - Produção Térmica	118
6.3.2 - Produção Hídrica	120
6.3.3 - Produção em Regime Especial	121
6.4 - Evolução global para um exemplo típico.....	121

Capítulo 7

Conclusões	123
Referências	127

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Estrutura Verticalmente Integrada do SEN.....	24
Figura 2.2 - Evolução da % de consumidores elegíveis para o mercado liberalizado	27
Figura 2.3 - Cadeia de valor prevista na legislação de 1995.	28
Figura 2.4 - Esquema simplificado da organização do SEN	32
Figura 3.1 - Curvas da oferta e da procura num Mercado perfeito.	41
Figura 3.2 - Custos totais, fixos e variáveis.	41
Figura 3.3 - Formação do Preço de Monopólio.....	43
Figura 3.4 - Incentivo à melhoria da qualidade de serviço.	50
Figura 3.5 - Evolução do TIEPI em Portugal e Espanha entre 2003 e 2010.	56
Figura 3.6 - TVCF 2012 em % das tarifas aditivas 2012.....	60
Figura 3.7 - Calendário da extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais.	61
Figura 3.8 - Preço de Energia Elétrica no Mercado Diário.	63
Figura 3.9 - Evolução das Tarifas de Comercialização.	65
Figura 3.10 - Decomposição em tarifas básicas de uma fatura típica.	66
Figura 3.11 - Relação entre as 3 parcelas da tarifa de UGS.....	70
Figura 3.12 - Custos de Interesse Económico Geral em 2012.	71
Figura 3.13 - CIEG pagos por via da Tarifa de UGS em 2012.	72
Figura 3.14 - Proveitos a recuperar nos próximos anos.	73
Figura 3.15 - Evolução das Tarifas por Atividade a preços constantes de 2011.	74
Figura 3.16 - Impacto das Tarifas UGS e Energia no termo de Energia dos clientes dos diferentes níveis de tensão.....	77
Figura 4.1 - Curvas Agregadas de Oferta e Procura.....	82

Figura 4.2 - Tecnologias que marcam o preço marginal do mercado diário.....	83
Figura 4.3 - Curvas Agregadas de oferta e consumo: Portugal	87
Figura 4.4 - Curvas Agregadas de oferta e consumo: Espanha.....	87
Figura 4.5 - Energia de Regulação em Portugal em 2008	89
Figura 4.6 - Peso relativo do mercado livre por segmento.	91
Figura 4.7 - Composição dos mercados livre e regulado em termos de consumo.	92
Figura 4.8 - Decomposição de uma fatura típica em três parcelas.	93
Figura 5.1 - Utilização de hídrica (%) e preço de mercado (€/MWh)	98
Figura 5.2 - Produção dos dois tipos de centrais hídricas.	99
Figura 5.3 - Relações entre a produção hídrica e térmica, e hídrica e a carvão.....	100
Figura 5.4 - Preços médios mensais do barril de Brent e do MWh no MIBEL.	101
Figura 5.5 - Relação entre o preço do MIBEL e o preço do barril de BRENT	101
Figura 5.6 - Curvas de preço do mercado diário e da produção térmica exceto nuclear	103
Figura 5.7 - Relação entre o preço da produção térmica e o preço do MIBEL	103
Figura 5.8 - Valores da relação entre preços térmica / MIBEL e hídrica de albufeira.....	104
Figura 5.9 - Relação entre hídrica de albufeira e o índice preço térmica / MIBEL.	104
Figura 5.10 - Preços da produção a carvão e CCGT.....	105
Figura 5.11 - Comparação entre o volume de produção e custo da PRE.....	106
Figura 5.12 - Relação entre eólica e preço do MIBEL.....	107
Figura 5.13 - Relação entre a produção eólica e a ciclo combinado	108
Figura 5.14 - Produção eólica vs reserva contratada.....	109
Figura 5.15 - Reserva contratada vs preço de mercado	109
Figura 5.16 - Preço da energia incluindo sobrecustos.....	110
Figura 5.17 - Estimativa do efeito da energia eólica no preço da energia	110
Figura 6.1 - Potência eólica abrangida por contratos de aquisição de energia.....	115
Figura 6.2 - Efeitos previsionais das soluções para redução de custos.....	116
Figura 6.3 - Evolução estimada dos valores a recuperar pela Tarifa UGS.	117
Figura 6.4 - Estimativa da evolução da PRO térmica (GW).....	118
Figura 6.5 - Relação entre a quantidade de produção a fuel oil e o preço do MWh	119
Figura 6.6 - Relação entre hídrica fio de água e preço do MIBEL	120

Figura 6.7- Estimativa da evolução do preço de energia para um caso típico de BTN.	121
Figura 6.8 - Diferentes evoluções do preço final.....	122

Lista de Tabelas

Tabela 3.1 - Estrutura Geral das Tarifas por Atividade.	58
Tabela 3.2 - TARIFAS INCLUÍDAS NAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES	59
Tabela 3.3 - Nova tarifa transitória para BTN a partir de 1 de Julho de 2012.....	62
Tabela 3.4 - Preços da tarifa de URT a aplicar aos PRO e PRE pela entrada na RNT e na RND em 2012.	68
Tabela 3.5 - Distribuição do consumo pelos Períodos Horários.....	75
Tabela 3.6 - Tarifas de Venda a Clientes Finais aditivas médias.....	75
Tabela 3.7 - Composição percentual das tarifas pagas pelos clientes dos diferentes níveis de tensão.	76
Tabela 5.1 - Valores de referentes à produção térmica.	97
Tabela 5.2 - Cálculo de valores referentes à produção térmica.	102
Tabela 6.1- Cálculo de valores referentes à produção térmica para 2012.	119

Abreviaturas e Símbolos

ADC	Autoridade da Concorrência
AT	Alta Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
BTN	Baixa Tensão Normal
CAE	Contrato de Aquisição de Energia
CCGT	<i>Combined Cycle Gas Turbine</i>
CMEC	Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contractual
COS/ROR	<i>Cost of Service / Rate of Return</i>
CUR	Comercializador de Último Recurso
DGEG	Direcção Geral de Energia e Geologia
DL	Decreto-Lei
EDA	Electricidade dos Açores
EEM	Empresa de Electricidade da Madeira
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
MAT	Muito Alta Tensão
MT	Média Tensão
ORD	Operador da Rede de Distribuição
ORT	Operador de Rede de Transporte
PCR	<i>Price Cap Regulation</i>
PNAEE	Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética
PNAER	Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i>
RAA	Região Autónoma dos Açores
RAM	Região Autónoma da Madeira
RCR	<i>Revenue Cap Regulation</i>
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
SEN	Sistema Elétrico Nacional

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Enquadramento e Objetivos

Esta dissertação foi realizada no contexto da conclusão do curso de Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, e o tema abordado foi proposto pela EDP Produção.

O trabalho proposto consistia, em termos latos, em estudar o sistema elétrico na perspectiva de formação do preço final da eletricidade, de forma a compreender melhor as variáveis que influenciam no preço final da mesma. Dada a complexidade do tema, e a perspectiva de descoberta de abordagens diferentes e pontos de vista interessantes, o método de trabalho foi deixado em aberto, sendo especificados apenas alguns objetivos.

Objetivos esses que passam, primeiramente, pela familiarização com o funcionamento global do sistema elétrico, e pelo mecanismo de formação de preços. Outros objetivos passam também pelo estudo e análise, mais qualitativa do que quantitativa, da influência da aposta em determinadas tecnologias de produção na formação do preço final, da maneira como o sistema tarifário condiciona essa evolução e da maneira como os vários segmentos da cadeia de valor interagem para dar forma ao preço final.

Finalmente pretende-se também obter uma estimativa da evolução do preço da energia elétrica nos próximos anos, e do impacto de decisões tomadas a nível do planeamento do Sistema Elétrico Nacional nesses mesmos preços.

Embora o problema que é proposto tratar seja claramente demasiado complexo para ser exaustivamente abordado no âmbito de uma dissertação de mestrado, num prazo de alguns meses e recorrendo apenas a dados públicos, não deixa de ser interessante e importante estudar um tema tão significativo para a sociedade atual.

1.2 - Estrutura do Documento

O documento que agora se apresenta está organizado em sete capítulos, dos quais o presente é o primeiro. Neste é feita a introdução ao restante documento, sendo abordado o que motivou a sua realização, e esboçados os objetivos que este pretende atingir. Este subcapítulo explana a estrutura do documento.

O Capítulo 2 aborda a organização do setor elétrico português, percorrendo a história da sua evolução desde o início da introdução da energia elétrica no nosso país até ao presente, baseando-se sempre que possível nos próprios decretos-lei que ditaram as alterações ocorridas, de forma a deixar uma perspetiva de como o sistema é atualmente organizado e o porquê das alterações ocorridas.

No terceiro capítulo são examinados os aspetos organizacionais e regulatórios do sistema elétrico. Primeiramente são analisando os modelos de estrutura de mercado que melhor se adaptam aos diferentes segmentos da cadeia de valor, e a maneira como estes influenciam a formação dos preços, abordando de seguida as diferentes formas de regulação que são aplicadas a alguns destes segmentos, a justificação para a sua aplicação e os pontos fortes e fracos de cada uma. Finalmente, e numa abordagem mais prática, são estudadas as tarifas reguladas existentes no contexto específico do sistema elétrico nacional.

De seguida, no Capítulo 4, são abordados os segmentos não regulados do sistema - a produção de eletricidade e a comercialização da mesma - analisando o contexto em que se inserem, a estrutura de mercado que melhor modeliza o seu funcionamento, e a forma como a organização adotada para cada um destes segmentos condiciona a evolução do preço da energia elétrica.

A produção de energia elétrica é estudada no Capítulo 5 no qual, recorrendo a dados públicos se analisa o impacto que cada forma de produção de energia elétrica tem, tanto no preço da energia em mercado, como no preço final pago pelos consumidores. Neste capítulo aborda-se o paradigma da produção do ponto de vista dos resultados verificados desde o arranque do MIBEL até ao dia de hoje, incluindo também alguns dados referentes aos encargos para os produtores.

No Capítulo 6 é apresentada uma estimativa da evolução futura das diferentes tarifas para um consumidor típico, baseada nas análises realizadas nos capítulos anteriores.

Finalmente no Capítulo 7 são condensadas as conclusões mais importantes que resultaram do estudo realizado.

Capítulo 2

O Sector Elétrico em Portugal

2.1 - História do SEN

2.1.1 - O Pós 25 de Abril

Até 1975 a produção, o transporte e a distribuição de energia elétrica em Portugal eram assegurados por pequenas empresas, que foram nacionalizadas a 15 de Abril de 1975 pelo III Governo Provisório, juntamente com vários outros sectores - banca, seguros, transportes [1]. Esta fusão de 13 empresas (originalmente 14) [2] [7] deu origem, pelo DL nº 502 de 30 de Julho de 1976 à empresa pública “Electricidade de Portugal” abreviadamente EDP, cujo serviço público a ela cometido “será explorado em regime de exclusivo, por tempo indeterminado” [7].

A partir daí, o sector elétrico funcionou em regime de monopólio, com gestão centralizada do sistema e sem qualquer tipo de regulação independente ou poder de escolha por parte do cliente final, como ilustra a Figura 2.1. O preço da energia era definido por acordos tarifários estabelecidos directamente com as entidades governamentais [3] [6].

Em ações posteriores, a EDP foi absorvendo a distribuição de eletricidade em baixa tensão, até então propriedade de outros pequenos concessionários privados e de entidades do poder local. [8]

Outro passo importante correspondeu à publicação do DL nº 189/88 que definia as figuras do auto produtor, do co-gerador, e produtor independente de energia elétrica, e obrigava a EDP a adquirir a energia disponibilizada por esses produtores.

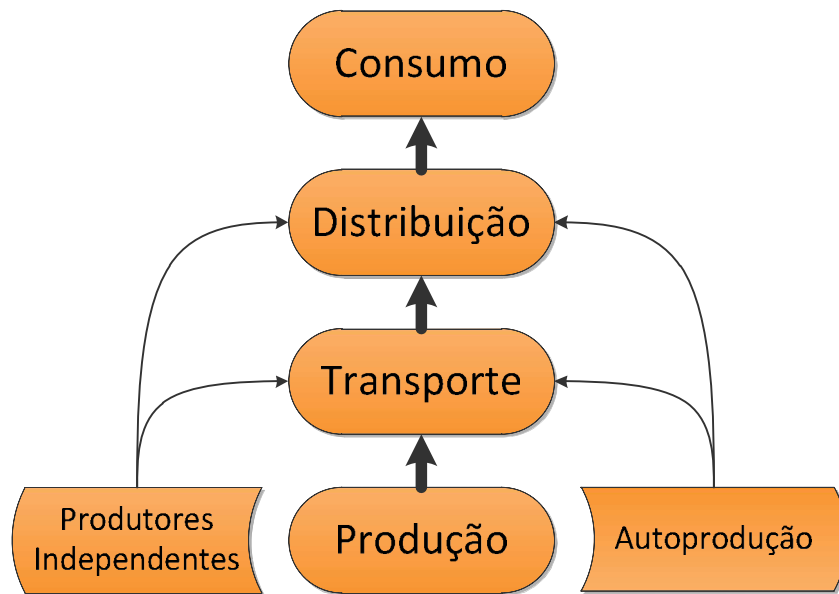


Figura 2.1 - Estrutura Verticalmente Integrada do SEN.

Com a publicação do DL nº 7/91, a EDP EP passou a EDP S.A. de capitais exclusivamente públicos, e foram previstas cisões que resultariam na criação de novas sociedades anónimas mais flexíveis e eficientes, diferenciadas por actividade. As razões então evocadas para esta mudança foram essencialmente duas [8]:

- Catorze anos depois da sua criação, a empresa não tinha conseguido ainda responder com celeridade e eficácia à consecução de um sector eléctrico eficiente;
- Para possibilitar a integração de iniciativas privadas em actividades tais como a produção e distribuição de electricidade com vista a responder eficazmente aos grandes desafios colocados ao futuro desenvolvimento do sector.

Segundo o diploma, era “legitimamente expectável que as primeiras acções decorrentes da adopção desta medida venham a consubstanciar-se numa progressiva melhoria da composição dos capitais permanentes da EDP, com a inerente redução do seu custo”. [8] Efectivamente, a ideia geral que terá presidido a esta transformação é que a EDP era uma empresa ineficiente e com fraca qualidade de serviço - o que posteriormente se veio a verificar, considerando a melhoria substancial resultante das reformas levadas a cabo.

Por esta altura, no sector eléctrico já se refletia o ambiente vivido em muitos outros sectores da indústria, no sentido da progressiva liberalização e abertura à concorrência. Efectivamente foi em 1990 que o Reino Unido [4] [6] iniciou a reestruturação do seu sector eléctrico e, a partir daí, este movimento conheceu um processo mais acelerado e generalizado, tendo-se assistido na década seguinte quer à reestruturação interna, quer à

formação de vários mercados transnacionais. As causas para o surgimento deste movimento foram essencialmente as seguintes [6]:

- A intenção de criar condições para o aparecimento de concorrência em alguns segmentos do sector, aumentar a transparência e evitar subsidiação cruzada;
- Evoluções tecnológicas na área das telecomunicações e meios computacionais ao longo dos anos 80 e 90 que permitiam uma maior e mais eficiente automatização e supervisão das redes. As tecnologias desenvolvidas foram críticas para a implementação dos mecanismos de mercado pois a utilização das redes por parte de várias entidades em simultâneo requer a supervisão em tempo real da exploração dessas redes, principalmente por razões de índole tarifária e de segurança de funcionamento;
- O embaratecimento e generalização do acesso ao gás natural, bem como os avanços tecnológicos verificados na construção de centrais de ciclo combinado a gás natural, originaram a diminuição do carácter capital intensivo com grandes prazos de amortização típicos do sector. Esta flexibilização tanto do custo como da natureza da operação é consistente com a lógica de mercado;
- Houve também a emergência de uma nova consciência social e ambiental que levou a uma racionalização dos recursos, ao investimento em fontes de energia renovável para além da tradicional grande hídrica, e à adopção alguns programas de encerramento faseado de centrais nucleares;
- Finalmente, a pressão das empresas que se mostravam extremamente interessadas na reestruturação do sector, essencialmente por três razões:
 1. As grandes empresas consumidoras tinham interesse numa potencial redução das tarifas que a criação de concorrência em alguns sectores poderia trazer;
 2. As oportunidades de negócio abertas para empresas do ramo;
 3. A oportunidade de investidores adicionarem ao seu portfolio de investimento uma empresa fornecedora de bens de primeira necessidade.

O subsequente DL nº 131/94 veio concretizar o plano de cisões previsto no DL nº7/91 e resultou na desintegração vertical da EDP S.A., dando origem a empresas vocacionadas exclusivamente para uma das actividades de produção, de transporte, ou de distribuição de energia eléctrica que, embora separadas, continuavam a fazer parte do grupo EDP [9]. É

curioso referir que houve casos em que o “*unbundling*” foi não apenas vertical (separando os elementos da cadeia produtiva) como horizontal, por exemplo, foram criadas 4 empresas de distribuição¹ que posteriormente seriam fundidas em 2000 na EDP Distribuição [9] [10]. Foi também nesta altura que foi criada a REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A., anterior Direcção Operacional da Rede Eléctrica (DORE). Posteriormente, em 2006, seriam também separadas as actividades de distribuição e comercialização.

2.1.2 - A reforma estrutural de 1995 e as privatizações

Com a publicação do DL nº 182/95 e decretos-lei associados foi dado um novo e importante passo na reestruturação do sistema eléctrico nacional. Com estes decretos-lei pretendeu-se definir um modelo “capaz de garantir a transparência no relacionamento dos diferentes intervenientes no sector e permitir o equilíbrio entre as diversas formas de organização que o sector admite” [9]. Este definiu a separação entre o Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) e o Sistema Eléctrico Independente (SEI) que, por sua vez, se dividia entre Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV) e a Produção de Regime Especial (PRE). O SEN passaria a ser regulado por uma entidade reguladora independente, que teria também a seu cargo as relações entre este o SEP e o SENV. A criação de uma entidade reguladora independente foi ditada tanto pela preocupação de separar os papéis do «Estado regulador» e do «Estado operador» de modo a garantir a imparcialidade da regulação, como pelo objectivo de tornar a regulação mais independente dos ciclos e conjunturas político-eleitorais, reforçando assim a confiança dos operadores e consumidores.

Foi então criada a Entidade Reguladora do Sector Eléctrico² - ERSE - que foi incumbida da elaboração de diversos regulamentos, fixação de tarifas aplicadas pelas empresas sob a sua regulação, e definição dos níveis de abertura do sector, entre outras coisas [5]. Esta entidade entrou em funcionamento em 1997 com a sua integração no conceito de “entidades administrativas independentes” introduzido na revisão constitucional desse mesmo ano. [11]

Ainda no mesmo diploma de 1995 foi definido que os produtores vinculados se relacionariam com a entidade concessionária da RNT através de contratos com duração não inferior a 15 anos, que remunerassem a energia eléctrica entregue ao SEP através de “um sistema misto baseado em preços de natureza essencialmente fixa e em preços variáveis,

¹ Electricidade do Norte, Electricidade do Centro, Electricidade de Lisboa e Vale do Tejo e Electricidade do Sul

² Em 2002 foi renomeada “Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos”, pois passou a ter a seu cargo também a regulação do sector do Gás Natural

reflectindo, respectivamente, encargos de potência e encargos variáveis de produção de energia” [9]. Assim foram criados os Contratos de Aquisição de Energia - os CAE.³

Foi ainda prevista a criação de uma “entidade de planeamento” que teria ao seu encargo o planeamento da expansão do sistema eletroprodutor. No entanto essa responsabilidade acabou por recair sobre a DGGE e a REN.

Arrancou então a liberalização do mercado de electricidade, tendo sido iniciada neste mesmo ano a abertura do mercado aos consumidores de maior dimensão. Como podemos ver na Figura 2.2, nos anos seguintes foi sendo aberto progressivamente a consumidores mais pequenos e de nível mais baixo de tensão, até que a 4 de Setembro de 2006 foi concretizada a última etapa, a partir da qual qualquer consumidor passou a ser livre de escolher o seu fornecedor de energia eléctrica. [12]

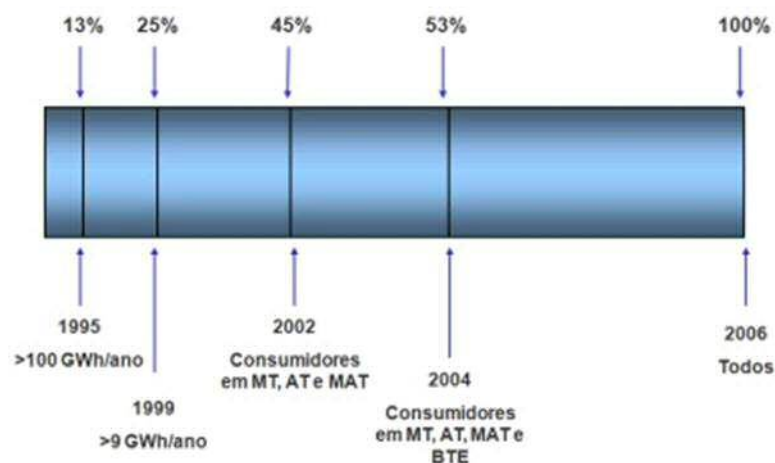


Figura 2.2 - Evolução da % de consumidores elegíveis para o mercado liberalizado

Como podemos verificar pela Figura 2.3, a parte da cadeia de valor do sistema eléctrico nacional considerada monopólio natural - transporte e distribuição ficou totalmente submetida à regulação. Já a produção e o consumo foram parcialmente liberalizados, se bem que ainda demoraria bastante tempo para que a parcela livre ganhasse algum peso.

³ Este tipo de contratos, Power Purchase Agreement, ainda é muito usado por todo o mundo, especialmente no que toca a energias renováveis

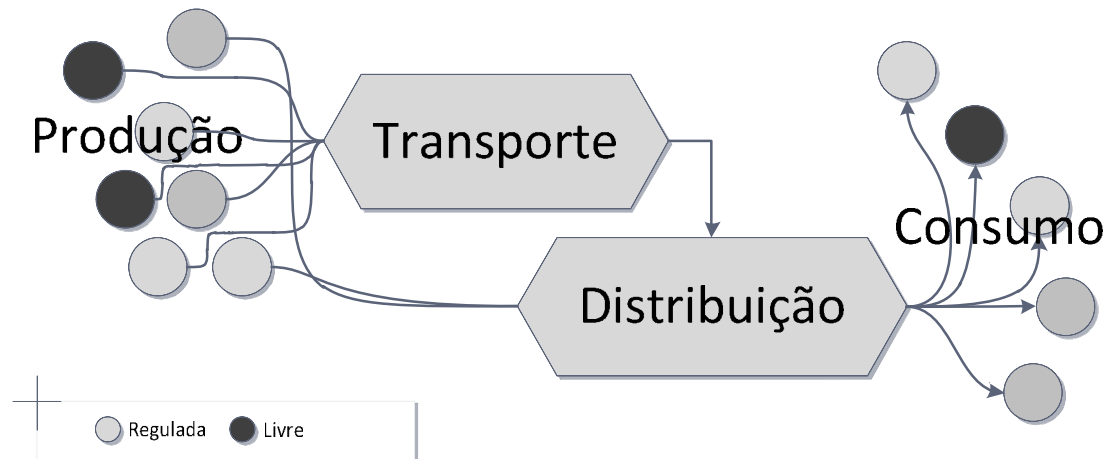


Figura 2.3 - Cadeia de valor prevista na legislação de 1995.

Em 1996 foi publicada a primeira diretiva comunitária (96/92/EC) referente à organização interna dos mercados de eletricidade, ditando regras comuns sobre concorrência, estabelecimento de nova capacidade, separação contabilística das atividades de transporte e distribuição e designação de um operador para cada uma delas [4], o livre acesso à rede por terceiros e a possibilidade de os governos exigirem que o Operador de Sistema desse prioridade a produção com origem em fontes renováveis, resíduos, cogeração, ou outra forma de energia autóctone [5]. Em Portugal a maior parte das indicações que constavam dessa directiva já tinham sido postas em prática no ano anterior, nomeadamente as referentes à estrutura empresarial do setor.

A primeira fase de privatização da EDP deu-se em 1997, tendo o estado alienado cerca de 30% do capital. Este processo foi-se desenvolvendo até hoje, tendo sido dados os maiores passos em 2000 - em que o estado perdeu a sua posição maioritária mantendo apenas 30% do capital, [5] e, mais recentemente, no início de 2012 com a venda da última parcela significativa - 21,35% à “China Three Gorges” - deixando o estado apenas com 4% que planeia alienar durante o próximo ano [13].

No ano 2000, no seguimento da publicação da directiva comunitária de 1996, e antecipando a que viria a ser publicada em 2003 (que o exigia) a REN separou-se jurídica e oficialmente do grupo EDP, tendo-lhe sido concessionada a exploração da RNT por um período de 50 anos [14] [15]. Esta medida acabou por ir também ao encontro da diretiva comunitária de 2007 que previa a criação de um Operador Independente do Sistema. Paralelamente, a EDP teve também de adoptar a separação legal das empresas constituintes, tornando-se uma holding.

2.1.3 - A reforma estrutural de 2006 e o arranque do mercado

O DL nº 29/2006 veio reestruturar o sector, revogando a reforma de 1995, e estabelecendo novas bases gerais para a organização e o funcionamento do SEN, bem como as bases gerais aplicáveis ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade, e à organização dos mercados de electricidade. Este decreto teve como objectivo transpor a diretiva europeia de 2003 que definia regras comuns para o funcionamento dos mercados internos de electricidade.

Este novo quadro legal estabeleceu um sistema eléctrico nacional integrado, em que as atividades de produção e de comercialização são exercidas em regime de livre concorrência, mediante a atribuição de licença, e as actividades de transporte e de distribuição são exercidas mediante a atribuição de concessões de serviço público [23]. Estabelece também que devem ser assegurados os seguintes direitos:

- Liberdade de acesso ou candidatura ao exercício das atividades;
- Não discriminação, igualdade de tratamento, imparcialidade nas decisões, transparência e objetividade das regras e decisões;
- Acesso à informação e salvaguarda da confidencialidade da informação comercial considerada sensível;
- Liberdade de escolha do comercializador de electricidade.

São definidas também várias obrigações de serviço público a que estão sujeitos todos os intervenientes no SEN:

- A segurança, a regularidade e a qualidade do abastecimento;
- A garantia da universalidade de prestação do serviço;
- A garantia da ligação de todos os clientes às redes;
- A proteção dos consumidores, designadamente quanto a tarifas e preços;
- A promoção da eficiência energética, a proteção do ambiente e a racionalidade de utilização dos recursos renováveis e endógenos;
- A convergência do SEN, traduzida na solidariedade e cooperação com os sistemas eléctricos das Regiões Autónomas (nomeadamente a nível tarifário) [23] [24].

Deu-se também a separação completa entre as atividades de rede e de comercialização, e, no âmbito desta última, foi criado o Comercializador de Último Recurso (CUR). Este comercializador está sujeito à obrigação de serviço universal, sendo as tarifas por ele praticadas definidas directamente pela ERSE.

No que toca aos consumidores, foi-lhes consagrado o direito de escolher o comercializador (ver Figura 2.2) sem qualquer encargo, e o direito à informação referente ao serviço universal. Foram adicionalmente disponibilizados procedimentos transparentes, simples e a baixo custo para tratamento de queixas e reclamações. Foi também prevista a actualização automática anual de compensações relativas à violação de padrões de continuidade de serviço, os quais passaram também a ser mais exigentes [25].

Quanto à produção, esta deixou de ser separada entre vinculada e não vinculada, passando-se a distinguir apenas entre:

- Produção em Regime Ordinário (PRO): refere-se à produção de electricidade em fontes tradicionais não renováveis e em grandes centros electroprodutores hídricos. A energia produzida nestas centrais é vendida pela participação em mercados organizados, ou através de contratos bilaterais físicos.
- Produção em Regime Especial (PRE): atividade licenciada ao abrigo de regimes jurídicos especiais, no âmbito da adoção de políticas destinadas a incentivar a produção de eletricidade, nomeadamente através da utilização de recursos endógenos renováveis ou de tecnologias de produção combinada de calor e de eletricidade. A energia produzida por estas fontes é absorvida obrigatoriamente e na sua totalidade pelo CUR.

O próximo passo viria mudar completamente a maneira como gerimos a produção de energia. Como resultado de conversações que ocorriam desde 1998 entre Portugal e Espanha, os dois países assinaram em 2001 um protocolo de colaboração para a criação do Mercado Ibérico de Electricidade - MIBEL. O processo da sua criação envolveu o projeto de um modelo de organização por parte das duas entidades reguladoras (ERSE e CNE), a criação dos polos português e espanhol do operador do mercado ibérico - respectivamente OMIP e OMIE - e a assinatura em Outubro de 2004 do Acordo de Santiago de Compostela, que oficializou a constituição do MIBEL [14] [16].

Faltava ainda algo muito importante para o funcionamento do mercado: empresas que o integrassem. Nesse sentido, foi acordado em 2005 com a EDP o fim dos CAE, passando as centrais por estes abrangidos a funcionar em regime de mercado, de maneira a gerar concorrência no mercado de eletricidade. Embora a EDP tenha cedido à integração neste novo paradigma, foram criados contratos que garantem que esta não saísse monetariamente prejudicada - os Custos de Manutenção de Equilíbrio Contratual, ou CMEC. O que isto significa é que, embora as centrais sob estes novos contratos tenham que funcionar em mercado, são

remuneradas da mesma maneira que seriam com os CAE, sendo para isso realizado um ajuste anual, positivo ou negativo. Estes mecanismos de compensação foram criados tendo por base um preço de mercado de 50€/MWh [5]. Já as centrais da Turbogás e da Tejo Energia não adoptaram este mecanismo, mantendo os CAE que obrigaram à criação da REN Trading, que gere os contratos com estas centrais [14] [17]. Para além disso a REN foi reestruturada passando a chamar-se Redes Energéticas Nacionais, S.A. devido à incorporação das infra-estruturas de transporte e armazenamento de gás natural. O seu capital foi parcialmente disperso em bolsa, mantendo no entanto o estado a posição maioritária (51%) [5]. Recentemente a maior parte do capital foi também alienado, 25% comprados pela empresa estatal chinesa *State Grid*, e 15% pela também estatal omanense *Oman Oil Company*, sendo que os restantes 11% serão posteriormente dispersos em bolsa.

Finalmente em Julho de 2007 entrou em funcionamento o mercado diário comum no âmbito do MIBEL, integrando desde então os sistemas produtores Português e Espanhol.

Posteriormente realizaram-se mais duas cimeiras luso-espanholas, em Braga e em Zamora, com vista à integração do OMIP e OMIE. Esta deu-se a 18 de Outubro de 2011 com a troca de participações entre as duas sociedades gestoras dos dois polos (OMIP SGPS, gestora do OMIP e OMEL, gestora do OMIE), ficando o OMIE e o OMIP a ser detidos, em partes iguais, por aquelas duas sociedades. O conselho de administração comum às duas entidades reuniu pela primeira vez a 10 de Novembro de 2011 em Madrid, cumprindo-se assim mais uma importante etapa na efetiva concretização do OMI.

Por outro lado, recentemente têm sido dados passos no sentido de uma completa liberalização também da comercialização. O método usado pela ERSE para esse efeito é o de adotar um período transitório durante o qual a tarifa regulada vai sendo sucessivamente agravada, de forma a incentivar a celebração de contratos com comercializadores não-regulados. Este “incentivo” para a entrada no mercado livre tem sido aplicado da mesma forma gradual que a elegibilidade para o mesmo foi: começando pelos níveis de tensão e consumo total maiores. Já desde Janeiro de 2011 que é aplicada a tarifa transitória para clientes abastecidos em MAT, AT, MT e BTE. Atualmente, este incentivo recai também sobre os consumidores em BTN, numa primeira fase para os consumidores com potência contratada igual ou superior a 10,35 kVA desde 1 de Julho de 2012, e posteriormente para todos os outros, a partir de 1 de Janeiro de 2013. [18] [19]

2.2 - Estrutura atual do setor

Agora que exploramos, com um certo detalhe, o processo que levou à criação do modelo actual, vamos de seguida caracteriza-lo abordando cada um dos intervenientes representados na Figura 2.4 [20].

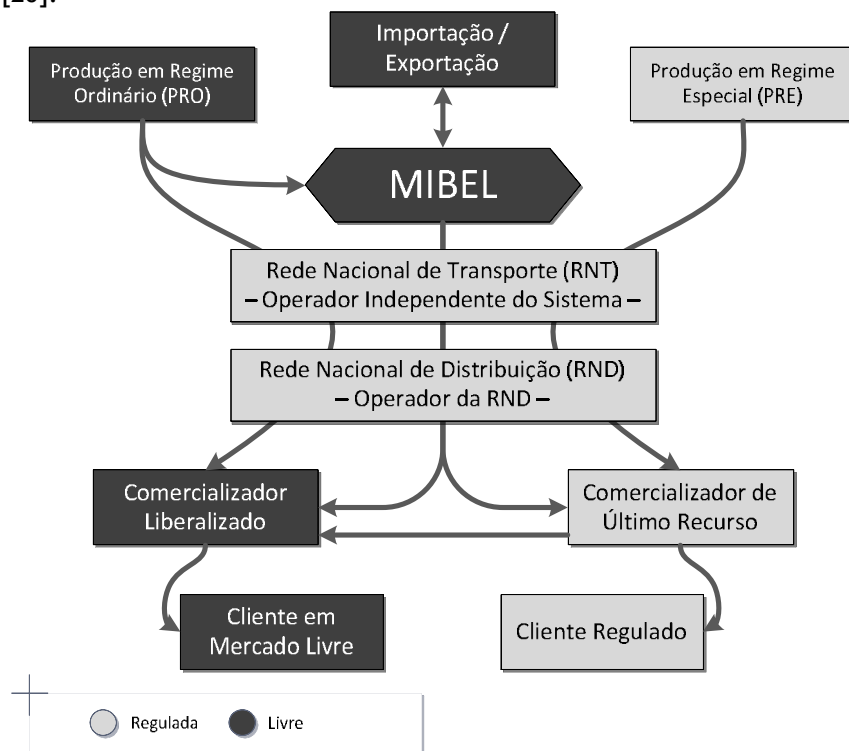


Figura 2.4 - Esquema simplificado da organização do SEN

2.2.1 - Produção

A energia eléctrica pode entrar no SEN de 3 formas distintas que se detalham em seguida.

2.2.1.1 - Produção em Regime Ordinário (PRO)

É constituída basicamente pela produção tradicional referente a grandes centros produtores hídricos e térmicos - em Portugal carvão, gás natural e *fuel oil* - que são livres de vender a energia em mercado organizado ou por contratos bilaterais com comercializadores liberalizados. Na realidade, a maior parte desses centros produtores encontra-se ainda sob contratos de fornecimento de energia de longo prazo (CMEC e CAE já referidos)

2.2.1.2 - Produção em Regime Especial (PRE)

Sob este regime de produção encontram-se vários tipos de centros produtores que gozam de garantia de compra da energia emitida para a rede por parte da EDP Serviço Universal.

Este tipo de produtor está definido na lei desde 1988 tendo-se considerando na altura que o aproveitamento otimizado dos recursos energéticos nacionais era um vector necessário ao desenvolvimento e ao progresso económico do país. Estão integrados neste regime essencialmente os aproveitamentos que utilizam energias renováveis (eólica, fotovoltaica, biomassa e outras) e centrais de co-geração.

2.2.1.3 - Importação / Exportação

Com a entrada em funcionamento do Mercado Ibérico de Electricidade, os sistemas eletroprodutores de Portugal e Espanha estão integrados, resultando numa constante utilização das interligações entre a rede de transporte dos dois países. Por outras palavras, como o sistema funciona numa lógica de mercado, as centrais que produzem são as que oferecem as propostas mais baratas independentemente da localização geográfica. A rede ibérica está também integrada na rede europeia através da interligação entre Espanha e França, sendo possível haver importação ou exportação de energia para outro sistema.

Depois de produzida, a energia é transformada de modo a apresentar características adequadas (corrente alternada a 50Hz, THD aceitável, nível de tensão compatível) e injetada na rede. Tradicionalmente esta injeção dá-se na rede de transporte, no entanto no caso da produção em regime especial é muito comum ela ser absorvida através da rede de distribuição - até na rede de baixa tensão no caso da microprodução.

2.2.2 - Transporte

Designa-se por Rede Nacional de Transporte (RNT) a parte da rede elétrica nacional que se destina a transportar, em muito alta e alta tensão, a energia elétrica entre subestações. A atividade de transporte de electricidade corresponde à exploração da RNT é exercida em regime de exclusividade por uma entidade a quem é atribuída uma concessão de serviço público, e integra a função de gestão técnica global do sistema, assegurando a coordenação sistémica das instalações de produção e de distribuição, tendo em vista a continuidade e a segurança do abastecimento e o funcionamento integrado e eficiente do sistema (função de Operador de Sistema). Esta entidade é de momento e até 2057 a REN SA.

A concessionária da RNT relaciona-se comercialmente com os utilizadores das respectivas redes, tendo direito a receber, pela utilização destas e pela prestação dos serviços inerentes, uma retribuição, realizada pela aplicação de tarifas reguladas [20] [21].

2.2.3 - Distribuição

A distribuição de eletricidade processa-se através da exploração da Rede Nacional de Distribuição (RND) constituída por infra-estruturas ao nível da alta e média tensão, assim como da exploração das redes de distribuição de baixa tensão. A Rede Nacional de Distribuição é operada através de uma concessão de serviço público exclusiva atribuída pelo Estado Português. Actualmente, a concessão exclusiva para a actividade de distribuição de eletricidade em alta e média tensão pertence à EDP Distribuição. As redes de distribuição de baixa tensão são operadas no âmbito de contratos de concessão estabelecidos entre os municípios e os distribuidores, actualmente concentrados na EDP Distribuição. Esta diferenciação deve-se ao facto de as redes de baixa tensão pertencerem às autarquias.

As principais competências da entidade concessionária da RND consistem em assegurar a exploração e manutenção da rede de distribuição em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço, bem como gerir os fluxos de eletricidade na rede, assegurando a sua interoperacionalidade com as redes a que esteja ligada e com as instalações dos clientes, no quadro da gestão técnica global do sistema (função Operador da Rede de Distribuição).

Também a concessionária da RND se relaciona comercialmente com os utilizadores das respetivas redes, tendo direito a receber uma retribuição por aplicação de tarifas reguladas. O Operador de Rede de Distribuição não pode adquirir eletricidade para comercialização [20] [21].

2.2.4 - Comercialização

A comercialização de energia elétrica foi juridicamente separada da de distribuição no decurso da reestruturação do sector em 1995 e consiste na compra e venda de electricidade para fornecimento de clientes finais ou outros agentes, através da celebração de contratos bilaterais ou da participação em outros mercados. Para o efeito, os comercializadores têm o direito de acesso às redes de transporte e de distribuição mediante o pagamento das respectivas tarifas reguladas (tarifa de acesso).

A atividade de comercialização de electricidade é livre, ficando, contudo, sujeita a atribuição de licença onde se definem os direitos e os deveres na perspetiva de um exercício transparente da atividade.

Sendo livre, existe também um comercializador regulado, o Comercializador de Último Recurso (CUR) cujas tarifas aplicadas aos clientes finais são definidas pela ERSE. Esta figura tem o objetivo de assegurar o fornecimento de eletricidade a todos os consumidores. Para

além disso, este tem obrigatoriamente que adquirir a eletricidade produzida pelos produtores em regime especial e pode adquirir eletricidade para abastecer os seus clientes em mercados organizados, designadamente o MIBEL, ou através de contratos bilaterais mediante a realização de concursos, ou ainda em leilões de âmbito ibérico.

Recentemente, a ERSE definiu a separação entre a atividade de compra e venda de energia eléctrica para fornecimento dos clientes, e a compra e venda de energia eléctrica proveniente da produção em regime especial, ambas atividades do CUR. Neste âmbito, e tendo em conta as recentes políticas adoptadas no sentido de incentivar os consumidores a aderirem ao mercado liberalizado, foi iniciada a organização de uma série de leilões para a colocação de energia adquirida pelo CUR a produtores em regime especial. [20] [22]

2.2.5 - Consumo

O consumidor final relaciona-se apenas com o comercializador, podendo escolher livremente o seu fornecedor, livre ou regulado, e podendo trocar de comercializador - inclusive entre livre e regulado - sem quaisquer custos adicionais ou impedimentos contratuais.

No entanto, deverá ser salvaguardado que recentemente a ERSE, no seguimento da política energética do governo, tem introduzido alterações nas tarifas reguladas de modo a incentivar a migração para o mercado livre. Isto tem sido feito aplicando um agravamento progressivo nas tarifas reguladas - denominadas tarifas transitórias - que afeta já desde Janeiro de 2011 todos os clientes em MAT, AT, MT e BTE. Para os clientes de Baixa Tensão Normal estas tarifas só começaram a ser aplicadas em Julho de 2012 para potências contratadas iguais ou superiores a 10,35 kVA, e a partir de 1 de Janeiro de 2013 serão alargadas a todas as restantes. Estas tarifas estarão em vigor até 2015, data a partir da qual deixarão de existir tarifas reguladas.

2.2.6 - Entidades Governamentais

Conforme será aprofundado no capítulo seguinte, dado a natureza do sector vários segmentos da cadeia de valor não são passíveis de ser abertos à concorrência, nomeadamente a parte referente às redes físicas de transporte e distribuição. Neste contexto surge a necessidade não só de tutela, como de regulação mais directa e próxima. Como resposta a estas duas necessidades existem dois órgãos distintos, um com responsabilidades de natureza mais política e administrativa, e outro com competências de âmbito mais técnico.

2.2.6.1 - DGEG

Para além da Secretaria de Estado da Energia - dependência do Ministério da Economia - que naturalmente tutela o sector, existe a Direcção Geral de Energia e Geologia, DGEG⁴, que é um serviço central da administração directa do estado. A DGEG tem por missão contribuir para a concepção, promoção e avaliação das políticas relativas à energia e aos recursos geológicos, numa óptica do desenvolvimento sustentável e de garantia da segurança do abastecimento. [26]

Esta entidade tem as seguintes atribuições:

- Contribuir para a definição, realização e avaliação da execução das políticas energética e de identificação e exploração dos recursos geológicos, visando a sua valorização e utilização apropriada e acompanhando o funcionamento dos respectivos mercados, empresas e produtos;
- Promover e participar na elaboração do enquadramento legislativo e regulamentar adequado ao desenvolvimento dos sistemas, processos e equipamentos ligados à produção, transporte, distribuição e utilização da energia, em particular visando a segurança do abastecimento, diversificação das fontes energéticas, a eficiência energética e a preservação do ambiente;
- Promover e participar na elaboração do enquadramento legislativo e regulamentar, relativo ao desenvolvimento das políticas e medidas para a prospecção, aproveitamento, proteção e valorização dos recursos geológicos e o respectivo contexto empresarial e contratual;
- Apoiar a participação do Ministério da Economia e do Emprego no domínio comunitário e internacional, na área da energia e dos recursos geológicos, bem como promover a transposição de directivas comunitárias e acompanhar a implementação das mesmas;
- Proceder a acções de fiscalização nos domínios da energia e recursos geológicos, nos termos da legislação aplicável aos respectivos sectores;
- Apoiar o Governo na tomada de decisão em situações de crise ou de emergência, no âmbito da lei, e proporcionar os meios para o funcionamento permanente da Comissão de Planeamento Energético de Emergência.

⁴ Até 2007 era chamada DGGE, e até 2004 era apenas DGE, data em que se fundiu com o Instituto Geológico Mineiro.

Como se pode verificar pelas suas atribuições, a DGEG tem preocupações de índole mais genérica, de gestão dos recursos do país, de estratégia nacional para a energia e fiscalização referente à aplicação das políticas energéticas em geral, e não apenas para o sector elétrico. A título de exemplo, os principais objectivos estratégicos inscritos no Quadro de Avaliação e Responsabilização da DGEG em 2010 foram [27]:

- Garantir segurança do abastecimento de energia, reduzindo a dependência energética do país para 74% e o saldo importador em 25% até 2020;
- Atingir as metas de 31% de utilização de energias renováveis no consumo final de energia em 2020 (10% nos transportes) e de 20% na redução do consumo de energia em 2020;
- Promover o aumento do investimento na prospeção, pesquisa e exploração dos recursos geológicos, reforçar o acompanhamento do aproveitamento sustentável dos recursos nacionais e promover as oportunidades de internacionalização;
- Estimular e favorecer a concorrência no sector energético e impulsionar o desenvolvimento do sector dos recursos geológicos;
- Consolidar um *cluster* no sector energético das energias renováveis e da eficiência energética que crie riqueza, postos de trabalho e desenvolvimento regional e contribua para as metas de redução de emissões;
- Aumentar o grau de satisfação dos clientes internos e externos.

2.2.6.2 - ERSE

Já quanto às questões de âmbito regulatório e de natureza mais técnica, essas recaem sob a alçada da ERSE. A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos tem por missão, através do exercício das suas funções, proteger adequadamente os interesses dos consumidores em relação a preços, qualidade de serviço, acesso à informação e segurança de abastecimento. Adicionalmente cabe-lhe fomentar a concorrência eficiente, nomeadamente no quadro da construção do mercado interno da energia, garantindo às empresas reguladas o equilíbrio económico-financeiro no âmbito de uma gestão adequada e eficiente, estimular a utilização eficiente da energia e a defesa do meio ambiente, e ainda arbitrar e resolver litígios, fomentando a resolução extrajudicial dos mesmos [11].

As competências da ERSE abrangem praticamente todo o sector elétrico, tendo responsabilidade directa na larga maioria dos segmentos. Destacam-se no entanto as seguintes incumbências: [11] [23]

- Preparar e emitir o Regulamento Tarifário;
- Estabelecer periodicamente, nos termos desse mesmo regulamento, os valores das tarifas e os preços a aplicar, e publica-los no Diário da República;

- Preparar e emitir o Regulamento de Relações Comerciais, bem como as suas actualizações;
- Apresentar à DGEG uma proposta para as disposições de natureza comercial do Regulamento da Qualidade de Serviço, bem como das suas alterações, verificar a integral aplicação do mesmo, nomeadamente no que diz respeito a compensações a clientes em caso de incumprimento dos padrões estabelecidos.
- Apresentar regularmente ao Ministro da Economia e do Emprego um relatório sobre o funcionamento do mercado de electricidade e sobre o grau de concorrência efectiva, indicando também as medidas adoptadas e a adoptar, tendo em vista reforçar a eficácia e a eficiência do mercado, e publicar o mesmo;
- Arbitrar conflitos entre o Estado ou os municípios e respectivas entidades concessionárias ou entre estas últimas e os restantes intervenientes do SEN;
- Emitir pareceres à DGEG sobre:
 - Planos de expansão do sistema electroprodutor do SEP e planos de investimento na RNT preparados pela entidade concessionária da RNT;
 - Caderno de encargos preparado pela entidade concessionária da RNT para a selecção de novos distribuidores MT e AT;
 - Os padrões de segurança de transporte estabelecidos pela entidade concessionária da RNT;
- Preparar e emitir o Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, bem como as suas actualizações, e fiscalizar o seu cumprimento;
- Inspeccionar regularmente os registos das queixas e reclamações dos consumidores, apresentadas às entidades concessionárias ou licenciadas, as quais devem preservar adequados registos das mesmas. A ERSE pode recomendar às referidas entidades as providências necessárias à reparação das queixas dos utentes, ou ainda ordenar a investigação destas ou de outras que lhe sejam directamente apresentadas;
- Realizar, por sua iniciativa ou mediante solicitação do Ministro da Economia, sindicâncias, inquéritos ou auditorias às entidades concessionárias ou licenciadas;
- Recomendar às entidades concessionárias ou licenciadas a adopção das competentes medidas correctivas caso considere haver incumprimento das obrigações do serviço público, das obrigações legais e contratuais em geral ou dos padrões de segurança e qualidade regulamentarmente definidas;
- Acionar, ou propor ao Governo o acionamento (conforme o caso) de medidas sancionatórias, caso as acções definidas não sejam executadas, ou houver incumprimento do calendário definido para a sua execução.

Capítulo 3

Atividades e Tarifas Reguladas

O setor elétrico foi tradicionalmente organizado em monopólio. No entanto, o processo de reestruturação permitiu a criação de mecanismos competitivos nas zonas extremas do setor elétrico, isto é, no relacionamento entre entidades produtoras e entidades comercializadoras, e entre entidades comercializadoras e clientes finais [6]. Com estas reformas, pretendeu-se que estes segmentos passassem a funcionar com uma estrutura concorrencial. Infelizmente, a natureza do setor não permite que essa filosofia seja aplicada à totalidade dos segmentos da cadeia de valor, nomeadamente ao transporte e à distribuição. Estas atividades são fatalmente exercidas em regime de monopólio por razões relacionadas, sobretudo, com a inviabilidade económica da multiplicação de redes elétricas numa mesma área geográfica, com restrições de ordem ambiental e com a possibilidade de obter economias de escala que, em ambiente concorrencial, não seriam atingidas. Sendo assim não há condições para que o mercado esteja presente nestas atividades, não existindo, portanto, concorrência [6]. Desta impossibilidade de dissolução da natureza monopolista das redes, surge a necessidade de regulação. De maneira a melhor percebermos o porquê da necessidade de regulação vamos começar por explorar as estruturas de mercado existentes no setor elétrico.

3.1 - Estruturas de mercado

Um mercado pode ser considerado como o ponto de encontro entre os produtores/vendedores e os consumidores de um dado produto, isto é, entre a oferta e a procura desse bem. Consideram-se habitualmente, partindo do critério da atomicidade (respeitante ao número de vendedores e de compradores presentes no mercado), nove possíveis formas (ou estruturas) de mercado: concorrência perfeita, oligopólio, monopólio, oligopsónio, oligopólio bilateral, monopólio condicionado, monopsonio, monopsonio

condicionado e monopólio bilateral. Neste contexto porém, apenas nos interessam três tipos de estruturas detalhadas de seguida.

3.1.1 - Concorrência perfeita

Concorrência perfeita é, acima de tudo, uma estrutura caracterizada pela existência de inúmeros compradores e vendedores, de tal forma que haja uma perfeita alocação de recursos e nenhuma empresa consiga individualmente influenciar o mercado. As principais características deste tipo de estrutura são, nestas condições [29]:

- Todos os intervenientes são *price-takers*, ou seja, a dimensão e homogeneidade do mercado impede que qualquer dos intervenientes tenha individualmente influência no seu funcionamento;
- O produto é homogéneo, indiferenciado, sendo perfeitamente indiferente para o consumidor que tenha sido produzido pela empresa A ou B;
- Há informação perfeita, quer do lado da oferta quer do lado da procura, sobre todos os elementos do mercado evitando assim, por exemplo, a não alocação de um produto mais barato em benefício de outro mais caro por desconhecimento;
- Não existem barreiras à entrada ou à saída, isto é, havendo uma variação da procura, dá-se uma variação proporcional da oferta otimizada pela entrada ou saída de empresas;
- Existe livre mobilidade dos recursos. Assim, tal como a condição de informação perfeita, esta é uma característica essencial à óptima alocação dos recursos.

Da aplicação deste modelo resulta que a quantidade comercializada (Q_1 ou Q_2) e o preço a que é comercializada (P_1 ou P_2), são determinados pela interceção entre a curva que representa a oferta (S , do inglês *supply*) e a curva que representa a procura (D_1 e D_2 , do inglês *demand*), como se ilustra na Figura 3.1 [28].

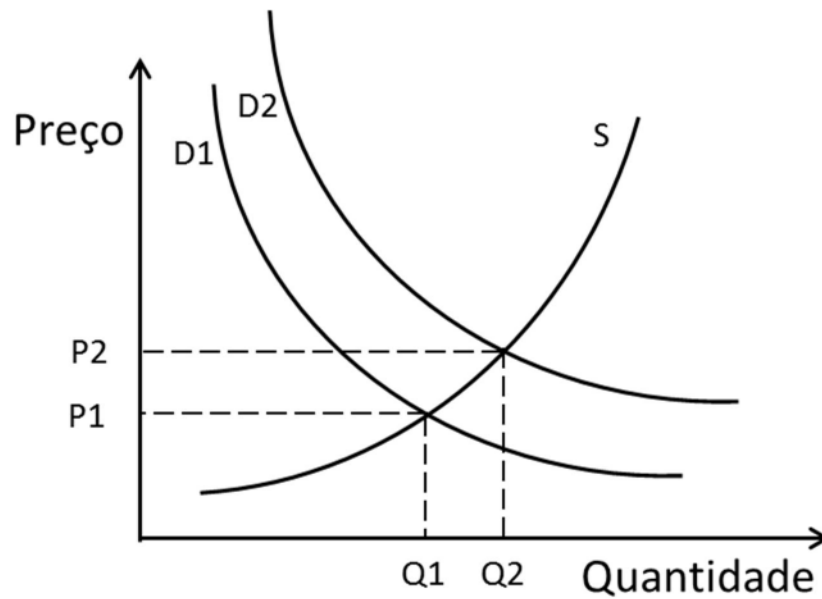


Figura 3.1 - Curvas da oferta e da procura num Mercado perfeito.

As curvas D_1 e D_2 representam duas situações diferentes de procura, que interagem com um mesmo mercado de oferta. Isto permite-nos verificar que um aumento da procura resulta num aumento da quantidade comercializada, mas também do preço. De modo a perceber como é realizado este ajuste perfeito, é necessário analisar o custo de produção suportado pelas empresas.

O fabrico de um produto envolve normalmente dois tipos de custos: fixos e variáveis. Como é natural, o custo fixo é constante independentemente da quantidade produzida. Por outro lado, o custo variável varia em função da quantidade produzida. No entanto, não varia linearmente mas sim, tipicamente, da forma ilustrada na Figura 3.2 [28].

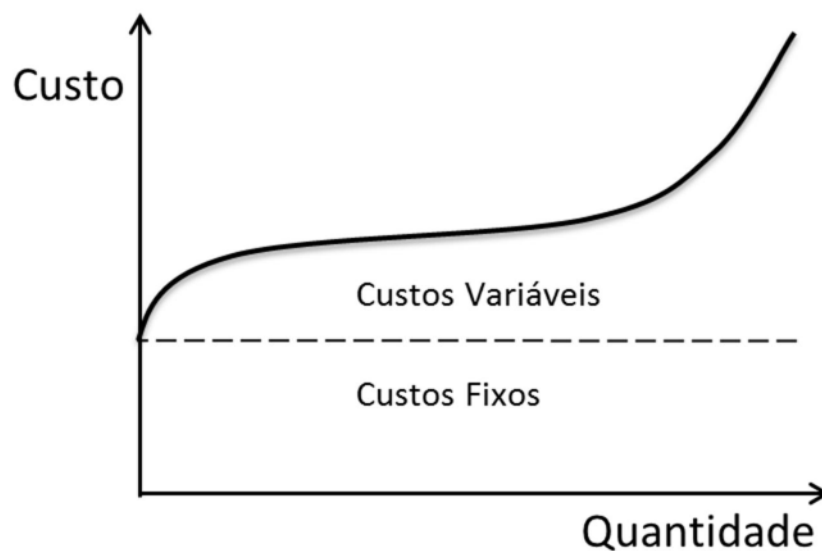


Figura 3.2 - Custos totais, fixos e variáveis.

Da análise desta curva podemos observar que no início os custos variáveis são baixos e aumentam pouco relativamente à quantidade produzida mas, a partir de um certo ponto, crescem de forma exponencial. Este efeito dá-se devido a uma perda de eficiência - pois estamos a considerar sempre a mesma estrutura de custos fixos, que tem naturalmente um limite. Desta forma, podemos inferir que há um ponto ótimo no qual o custo médio de produção será mínimo. Numa situação de concorrência perfeita, esse será o ponto de funcionamento ideal, pois é o que lhe permite obter um menor custo de produção por unidade, maximizando o lucro obtido pela empresa relativamente a um dado preço de venda e, como tal, vantagem competitiva. Por outro lado, a eficiência também é vantajosa para o consumidor, pois pode exigir um preço mais baixo.

Este modelo geral de custo é particularmente interessante pois reflete o modelo de custo de um gerador térmico: custos de arranque fixos, ponto ótimo de funcionamento e perda de rentabilidade a partir de um certo ponto com o aumento da potência produzida.

3.1.2 - Monopólio

O outro caso de estudo clássico, e também com larga aplicação prática, é o Monopólio. Esta estrutura de mercado caracteriza-se basicamente por existir apenas um fornecedor para vários consumidores. Nestas condições:

- Existe uma empresa única que é *price maker*, o que significa que essa empresa controla totalmente o mercado através da quantidade produzida;
- Existem muitos compradores de pequena dimensão, que são *price takers*. Chama-se aqui a atenção para a importância deste ponto, pois, em muitos casos, embora exista apenas um produtor, o facto de existir um pequeno número de consumidores, faz com que a estrutura não seja de monopólio;
- A entrada no mercado está impossibilitada por barreiras técnicas (e.g. segredos comerciais, patentes), estruturais (e.g. apenas há lugar em cada país para um ISO), estratégicas (e.g. uma empresa instala uma barragem hidroelétrica no único local do rio onde isso seria economicamente rentável) ou políticas (e.g. o governo proíbe iniciativa privada numa dada área);
- Não existem substitutos próximos ou economicamente viáveis para o produto fornecido;
- Existem elevadas economias de escala. Embora esta não seja uma condição necessária, é característica comum da maior parte dos monopólios.

No modelo de monopólio não existe curva da oferta, apenas a da procura, e o monopolista, tendo em vista a maximização do lucro total (LT), ajusta a produção tal como se indica nas equações (3.1) a (3.3). Pretende-se maximizar o lucro a obter pela empresa dado por (3.1), obtendo-se então a equação (3.3).

$$LT_{MAX} = [RT(Q) - CT(Q)]_{MAX} \quad (3.1)$$

$$\frac{d}{dQ} [RT(Q)] = \frac{d}{dQ} [CT(Q)] \quad (3.2)$$

$$RM_a = CM_a \quad (3.3)$$

Nestas expressões:

- LT é o lucro total obtido pela empresa;
- $RT(Q)$ é a remuneração total obtida pela venda pela quantidade Q do produto;
- $CT(Q)$ é o custo total de produção da quantidade Q ;
- RM_a é a remuneração (ou preço) marginal;
- CM_a o custo marginal.

Assim, a empresa produzirá até ao ponto em que o aumento dos lucros deixe de ser superior ao aumento dos seus custos.

Pela Figura 3.3, podemos verificar graficamente esse comportamento.

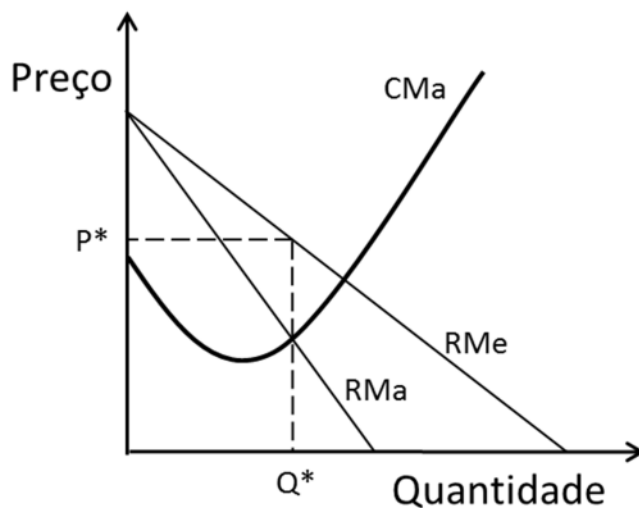


Figura 3.3 - Formação do Preço de Monopólio.

A quantidade ótima Q^* , que maximiza o lucro do monopolista, é encontrada no ponto de interseção entre RM_a e CM_a . No entanto, o preço, P^* , lê-se na curva RM_e (remuneração média) que é equivalente à curva da procura.

O monopólio apresenta notórias desvantagens, mas também vantagens [29]:

Desvantagens:

- Perda de bem-estar social. Como foi atrás explicado, o maior benefício social atinge-se quando o custo médio da empresa é mínimo, o que pela observação da Figura 3.3 se constata não ser verificado;
- Acomodação da empresa a uma posição de poder desincentiva a inovação e leva a perda de qualidade de serviço;
- Ineficiências pelo facto de a empresa não precisar de produzir ao menor custo possível para sobreviver no mercado;
- Comportamento *rent-seeking*, isto é, consumo de recursos com o objetivo de manter a posição dominante no mercado. Na prática, significa que a empresa tem uma posição de tal forma dominante que pode apropriar-se de rendas injustas. Este comportamento contrasta com o de *profit seeking*, em que a empresa procura obter lucros em relações comerciais mutuamente benéficas.

Vantagens:

- A possibilidade de obtenção de lucros de monopólio, ainda que temporários, pode eventualmente ser um incentivo à inovação e ao investimento em projetos alternativos;
- Havendo economias de escala até volumes de produção muito elevados pode ser muito mais eficiente a existência de uma única empresa no mercado. Neste caso é chamado um monopólio natural.

Este último ponto corresponde à única vantagem social efetiva da existência de monopólios, e a razão pela qual eles são preservados. Os monopólios naturais têm custos médios e marginais sempre decrescentes face à dimensão da procura, e rendimentos à escala crescentes. Isto significa que quanto mais aumentar a procura, mais a empresa pode baixar o preço e continuar a ter lucro, uma vez que o custo médio diminui. Claro está que este crescimento está sempre limitado, como já vimos atrás, pela procura, e portanto continua a haver um ponto ótimo de produção para a empresa (a maximização do lucro total) e um ponto ótimo de produção para a sociedade (a minimização do custo médio).

Os monopólios naturais encontram-se principalmente em setores que envolvem grandes redes de infra-estruturas tais como os transportes, as telecomunicações, o fornecimento de água, de gás, e de eletricidade.

3.1.3 - Oligopólio

Entre estas duas estruturas já mencionadas, existe tipicamente também uma terceira, o Oligopólio. Esta é uma forma intermédia de concorrência que, em princípio, não seria muito diferente da concorrência perfeita, não fosse o facto de existirem barreiras muito fortes à entrada, por exemplo a necessidade de uma infra-estrutura muito pesada (que se reflecte em custos fixos muito elevados), um mercado já muito repartido entre grandes empresas ou falta de acesso a canais de compra e venda. Um oligopólio é caracterizado então da seguinte maneira [29]:

- Poucos vendedores abastecem um ramo de atividade;
- Cada empresa, individualmente, pode influenciar o preço de mercado;
- Os produtos são similares.

A existência de poucas empresas no mercado leva a que haja pouca concorrência, ainda que haja alguma. Ao contrário do que acontece na concorrência perfeita, cada empresa define o preço não só de acordo com as curvas da oferta e da procura, mas também de acordo com os preços praticados pelas outras empresas. A sua estratégia de mercado é portanto definida tendo muito em conta o comportamento das outras empresas. De forma a evitar guerras de preços que seriam prejudiciais para as empresas (embora benéficas para o consumidor...) a concorrência dá-se mais a nível de aspetos como o serviço, a fidelização e a imagem.

Sectores típicos de oligopólio são, por exemplo, o transporte aéreo, os combustíveis e as grandes superfícies comerciais. Nesta última é notória a aposta na imagem e na fidelização de clientes.

Existe ainda o risco do surgimento de estratégias interempresariais ilegais como conluíus para o estabelecimento conjunto de preços, quotas de produção ou repartição do mercado. Por esta razão e por outras, relacionadas por exemplo com a eficiência, este tipo de estrutura é um bom exemplo de concorrência imperfeita. Como veremos de seguida, situações de concorrência imperfeita são passíveis de serem corrigidas por meio de uma regulação independente eficaz.

3.2 - Regulação

3.2.1 - Justificação e Definição

A regulação corresponde a uma atividade mediante a qual são estabelecidas regras para o exercício de uma determinada atividade, visando acompanhar o funcionamento das empresas reguladas, corrigindo os efeitos perversos originados pela actuação em regime de monopólio ou mercado imperfeito e induzindo ou forçando a adoção de comportamentos mais adequados aos agentes envolvidos. Estas regras poderão estar relacionadas, por exemplo, com preços de serviços prestados, remunerações, níveis de qualidade de serviço, penalidades por incumprimento de cláusulas contratuais, compensações a atribuir a clientes, níveis e planos de investimento [6]. Em particular, no que diz respeito à regulação do setor elétrico, a definição e aplicação destas regras traduz-se num processo de otimização, sujeito a restrições mais ou menos rígidas, por vezes conflitantes, relacionadas por exemplo com o bem-estar do consumidor, o equilíbrio económico-financeiro das empresas do setor, a uniformidade tarifária (que decorre da missão de serviço público), a rigidez dos contratos de aquisição de energia, a pressão dos produtores independentes (no sentido da alta de preços) e dos grandes consumidores (no sentido contrário). Apesar disso, há situações em que a regulação pode funcionar favoravelmente para ambas as partes, como por exemplo o incentivo à utilização da tarifa bi-horária que, ao longo de um período de tempo suficiente, por contribuir para alterar o comportamento dos consumidores reduzindo os custos sem prejudicar os fornecedores [5]. De acordo com estas ideias, a atividade de regulação incide em duas grandes áreas [6]:

- Áreas de um setor económico onde, por diversas razões, a competição não existe ou onde não é possível estabelecer mecanismos de mercado. Nesta situação, estas áreas de atividade são exploradas em regime de monopólio em relação aos quais deverão ser especificadas regras claras para o exercício da sua atividade, isto é, deverão estar sujeitos a regulação;
- Áreas de um setor em que a competição é possível mas, por diversas razões, é exercida de uma forma imperfeita. A este nível verifica-se que, numa situação de competição perfeita, o mercado encarregar-se-ia de alocar os recursos disponíveis de forma eficiente, pelo que a regulação seria dispensável. No entanto, os mercados de eletricidade revelam-se, em geral, bastante imperfeitos devido, por exemplo:
 - À excessiva concentração de meios de produção em algumas empresas;
 - À assimetria da informação disponível em diversas entidades;

- À não completa separação das diversas áreas de atividade com a consequente possibilidade de existência de mecanismos de subsídio cruzada entre diversas delas;
- À necessidade de sujeitar os resultados do despacho às leis de Kirchoff;
- À dificuldade de armazenar grandes quantidades de energia para utilização quando os consumos forem mais elevados.

Todas estas situações são potencialmente geradoras de competição imperfeita existindo entidades que poderiam ser beneficiadas de forma ilegítima. Neste caso, o papel da regulação consiste em estabelecer regras para o exercício destas atividades, tentando forçar a que as condições desse exercício permitam obter uma maior eficiência na alocação dos recursos [6].

3.2.2 - Objetivos e Princípios

A regulação económica será tanto mais perfeita quanto melhor for capaz de criar mecanismos que incentivem as empresas monopolistas ou oligopolistas a comportarem-se como se atuassem num mercado concorrencial perfeito, estimulando a eficiência e a inovação e permitindo que se apropriem, ainda que temporariamente, dos ganhos conseguidos [5]. Os princípios gerais por que se deve reger a regulação são [6]:

- Transparência, no sentido em que deverão permitir tratar diversas companhias de forma justa e justificável;
- Eficiência, de modo a permitir transmitir sinais aos diversos agentes tendentes a melhorar o seu desempenho;
- Estabilidade, considerando que uma alteração demasiado frequente das formas regulatórias, ou de parâmetros a elas associadas, torna mais imprevisível o ambiente em que essas companhias desenvolvem a sua atividade, aumentando o risco associado, por exemplo, as decisões relativas a novos investimentos;
- Simplicidade, de modo a contribuir para eliminar novas e injustificadas fontes de incerteza num ambiente já ele, e cada vez mais, afectado por elementos geradores de risco.

3.2.3 - Estratégias de Regulação

Seja qual for a estratégia de regulação escolhida, torna-se necessário primeiramente inventariar os custos associados às atividades que se pretende remunerar. Em Portugal continental as atividades reguladas e os seus principais custos (ou proveitos) são as seguintes [30]:

REN Trading, SA

- Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial
 - Diferença entre os custos com a aquisição de energia às centrais com Contratos de Aquisição de Energia (CAE) e os proveitos com a venda desta energia no mercado.

REN, SA (Operador da Rede de Transporte)

- Gestão Global do Sistema
 - Custos com a gestão do sistema;
 - Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas;
 - Sobrecusto do Agente Comercial;
 - Custos com a remuneração e amortização dos terrenos afectos a aproveitamentos hidroelétricos;
 - Custos do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo;
 - Custos de gestão do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental;
 - Orçamentos da ERSE, Autoridade da Concorrência, OMIP e OMIClear;
 - Custos com o mecanismo de garantia de potência.
- Transporte de Energia Elétrica
 - Custos de exploração e de investimento;
 - Custos associados à captação e gestão de subsídios comunitários;
 - Proveitos associados ao mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal-Espanha;
 - Custos com a limpeza de florestas.

EDP Distribuição, SA

- Distribuição de Energia Elétrica
 - Custos de exploração e de investimento;
 - Rendas de concessão.
- Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte
 - Custos com o pagamento da factura da UGS ao ORT;
 - Diferencial de custos com aquisição de energia a produtores em regime especial (PRE);
 - Custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC);
 - Repercussão nas tarifas de custos ou proveitos ao abrigo do DL 165/2008, de 21 de Agosto;
 - Ajustamentos positivos ou negativos no âmbito da sustentabilidade de mercados;

- Rendas dos défices tarifários ao abrigo do DL 237-B/2006;
- Diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE;
- Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória.

EDP Serviço Universal, SA (CUR)

- Compra e Venda de Energia Elétrica
 - Custos com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, no mercado organizado ou ainda através de contratos bilaterais, para satisfazer os fornecimentos aos clientes.
- Custos da actividade de comercialização
- Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e de Distribuição

Estes custos são posteriormente refletidos em diversas tarifas com termos de potência, energia activa ou reactiva e termos fixos. Essas tarifas, assim como os custos apurados para cada uma das rubricas acima referidas, são revistas todos os anos pela entidade reguladora. No entanto, certos parâmetros, por razões que têm a ver com a estabilidade tarifária ou com a complexidade dos estudos necessários para os determinar e justificar, são fixados no início de cada período regulatório que tem a duração de 3 anos.

Algo comum também a todas as estratégias de regulação, é a definição de limites mínimos de qualidade de serviço. A aplicação de compensações aos consumidores por não cumprimento de certos parâmetros quer de qualidade comercial, de continuidade de serviço ou de qualidade da onda, é um sinal económico fundamental para proteger o consumidor final ao impedir que as companhias baixem a sua qualidade de serviço como maneira de se apropriarem de maiores lucros. A definição das compensações a aplicar deverá ter em conta os *trade-offs* entre o valor das mesmas e os custos de investimento necessários para as evitar, de modo a garantir o efectivo cumprimento dos padrões estabelecidos.

Na prática, o processo é mais sofisticado, como é o exemplo do mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço que afeta os proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, em função do nível de continuidade de serviço verificado nas redes de MT. Este mecanismo que tem vindo a ser aplicado desde 2003 encontra-se ilustrado na Figura 3.4 [31]:

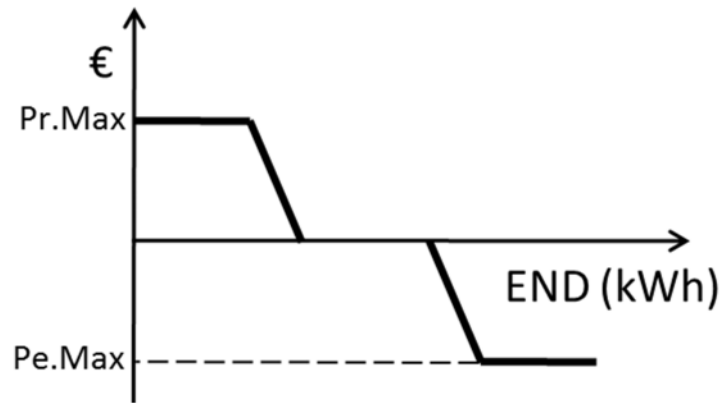


Figura 3.4 - Incentivo à melhoria da qualidade de serviço.

Dependendo do valor de Energia Não Distribuída (END) verificada num certo ano, a empresa pode receber um prémio, até um máximo de Pr.Max, uma penalidade até ao máximo de Pe.Max, ou nem uma coisa nem outra. Um mecanismo similar é aplicado ao incentivo à redução de perdas. Existem também várias outras medidas complementares que visam aumentar a eficiência do setor. Um exemplo é uma taxa de remuneração mais elevada a aplicar a equipamentos da rede de transporte que permaneçam em uso após o fim da vida útil, o que permite evitar a substituição de equipamentos ainda em bom estado e, consequentemente, evitar custos acrescidos a serem refletidos nas tarifas.

As diferentes formas de regulação surgem então, não tanto por questões filosóficas, mas por razões práticas. Tradicionalmente, ainda dentro das empresas verticalmente integradas, os recursos financeiros afectos à atividade de distribuição eram proporcionalmente mais reduzidos do que os dirigidos para o transporte. Por essa razão, as companhias na área do transporte apresentavam indicadores do seu desempenho em termos de qualidade de serviço normalmente superiores aos da distribuição aquando da sua separação [6]. Como veremos de seguida, a eficiência típica da atividade regulada é determinante na escolha da estratégia regulatória: regulação baseada em preços ou regulação baseada em custos.

3.2.3.1 - Regulação por Custo de Serviço ou Taxa de Remuneração

A regulação CoS/RoR (*Cost of Service / Rate of Return*) é um tipo de regulação muito próxima, segundo o qual a entidade regulada apresenta à entidade reguladora todos os custos suportados no âmbito do exercício da actividade regulada. Estes custos, se forem aceites, serão recuperados pelas tarifas acrescidos de uma taxa de remuneração definida, também, pelo regulador. Este processo pode ser descrito pela equação (3.4) [6]:

$$\sum_i p_i \cdot q_i = \sum_j Custoj + r \cdot V_{act} \quad (3.4)$$

Nesta formulação:

- p_i representa o preço unitário a que é vendido um determinado serviço i ;
- q_i corresponde ao número de unidades do serviço i que se estima vender num dado ano;
- $Custo_j$ representa o valor da parcela j dos custos a suportar pela empresa;
- r representa a taxa de remuneração dos activos existentes, considerada adequada e justa pelo regulador ou qualquer outra entidade administrativa;
- V_{act} representa o valor dos activos cuja remuneração foi aprovada.

Desta maneira, identificados todos os custos a serem remunerados por via tarifária, fixado o valor V_{act} e a taxa de remuneração, é necessário estimar também as várias quantidades q_i sobre os quais vão incidir as tarifas p_i . Os itens i correspondem, por exemplo, à energia que é transmitida em horas de ponta pela rede de MAT, ou à potência média em horas de ponta de uma instalação.

Este tipo de regulação apresenta vários problemas [6]:

- A fixação de uma taxa de remuneração fixa dos activos em cada 3 anos corre o risco de ser demasiado alta - induzindo um sobreinvestimento, sem sentido técnico, mas apenas porque compensa do ponto de vista económico - ou demasiado baixa, tornando economicamente inviáveis investimentos necessários;
- A companhia regulada tem sempre mais informação sobre si própria do que o regulador. Esta assimetria pode tornar-se um aspeto chave em casos em que seja difícil obter informação detalhada, como é o caso da distribuição, ou no caso de não existir uma relação clara e fácil entre regulador e regulado;
- O facto de, por um lado, qualquer aumento nos custos ser repercutido nas tarifas, não trazendo assim qualquer prejuízo à empresa, e por outro lado qualquer redução dos custos ser também reflectido nas tarifas, não trazendo assim qualquer benefício à empresa, faz com que não haja interesse por parte da empresa regulada em aumentar a sua eficiência. O único incentivo resultaria do facto de existir um desfasamento temporal entre o estabelecimento de regras e a aprovação dos custos. Neste período de tempo a obtenção de reduções de custos resultaria em encaixes directos para a empresa.

Na prática, estas situações de risco têm muito pouco impacto devido à natureza das empresas reguladas sob este regime. Essas empresas são normalmente de transporte de energia, setor que se encontra em geral muito bem desenvolvido, apresentando grande eficiência, tanto técnica como económica. Esta situação é confirmada pela reduzida

percentagem da fatia suportada pelos clientes finais que é afectada ao transporte, e na alta fiabilidade da rede. Quanto à fixação da taxa de rentabilidade, os planos (e custos) de investimento são acompanhados por outras entidades (no caso da REN pela DGEG e pela ERSE), pelo que se esbate o risco do sub ou sobre investimento. Adicionalmente, o controlo fino das remunerações das entidades reguladas resulta numa diminuição do risco económico da atividade, o que está completamente em linha com o que seria de qualquer maneira característico de um monopólio natural [6].

As atividades reguladas desta forma no setor elétrico português são: compra e venda de energia eléctrica do agente comercial da REN Trading, gestão global do sistema e transporte de energia eléctrica⁵ da REN, SA, e ainda a atividade de compra e venda de energia eléctrica da EDP SU [30].

No entanto, existe a necessidade de regular setores com características bastante diferentes, como é o exemplo da distribuição. Embora à primeira vista nos pareça contraditório que duas infra-estruturas cuja função é análoga - transmitir energia eléctrica - sejam do ponto de vista regulatório fundamentalmente diferentes, o facto é que tanto a dispersão geográfica, como os meios técnicos disponíveis e o investimento necessário por unidade de energia transmitida em cada uma das redes são completamente diferentes.

É imediatamente notório que as atividades de expansão e manutenção ao nível da rede de distribuição, por se tratar de uma rede muito mais extensa e com um nível de automatização muito menor, são menos propícias a serem acompanhadas proximamente por outras entidades, acentuando assim o risco de sub ou sobre investimento causado pela fixação de uma taxa de rentabilidade inadequada.

Adicionalmente, como já foi referido, no tempo em que a EDP era uma empresa verticalmente integrada, a atividade de distribuição recebia proporcionalmente bastante menos investimentos do que o transporte, resultando em níveis de automação, de fiabilidade e de qualidade de serviço claramente inferiores. Por outro lado, no preço de venda a clientes finais a parcela relativa à atividade de distribuição sempre foi, ao contrário da relativa ao transporte, muito significativa. Estes fatores revelam que se torna necessário um sistema regulatório que incentive o aumento de eficiência, ponto que constitui a principal vulnerabilidade da regulação por custo de serviço. Nesta ordem de ideias surgem abordagens

⁵ A atividade de transporte de energia eléctrica apresenta uma situação particular: apesar de haver uma remuneração dos ativos em exploração, é adotado um limite máximo aos custos de exploração e custos de referência adaptados ao nível de atividade da empresa. [30]

diferentes, agregadamente denominadas Regulação Tarifária por Incentivos, ou Regulação Baseada no Desempenho.

3.2.3.2 - Regulação por Incentivos - Limites nos Preços

Esta forma de regulação, conhecida por *Price-Cap Regulation*, consiste na definição de um preço máximo para cada serviço fornecido pelas entidades reguladas. Mais especificamente, consiste em definir não só o preço propriamente dito inicialmente, mas também parâmetros segundo os quais esse preço irá evoluir ao longo de um período regulatório, o que nos remete para um processo recursivo. Esse processo pode descrito pela equação (3.5) [6]:

$$\overline{P}_{i,t} = \overline{P}_{i,t-1} \cdot \left(1 + \frac{I-X}{100}\right) + Z, \quad (3.5)$$

Nesta equação:

- $\overline{P}_{i,t}$ representa o preço unitário máximo a que é vendido o serviço i no ano t ;
- $\overline{P}_{i,t-1}$ representa o preço unitário máximo a que é vendido o serviço i no ano $t-1$;
- I representa a taxa de inflação, em percentagem;
- X representa um fator de eficiência, em percentagem, que pode ser positivo ou negativo. Um fator positivo impede a companhia de obter lucros excessivos, permitindo transferir ganhos de eficiência para os seus clientes. Pelo contrário, poderá ser adotado um valor negativo quando se reconhece a necessidade de serem realizados investimentos que, de outra forma, não poderão ser financiados;
- Z representa um fator de ajuste, positivo ou negativo, que permitirá modificar os preços se ocorrerem situações extraordinárias, imprevistas ou não controladas pela companhia, e que afectem o seu desempenho. Estes fatores podem corresponder, por exemplo, a variações significativas nas vendas devido a fatores climatéricos.

Este tipo de regulação requer que sejam realizadas, de forma detalhada, avaliações da situação da empresa no ano que antecede o início de cada período regulatório, de forma a que os fatores possam refletir exigência na evolução dos preços, mas também pragmatismo quanto à evolução da situação da empresa. De forma particular, os valores iniciais fixados constituem um fator determinante, pelo que deverão ser fixados com recurso a técnicas econométricas que permitam avaliar o desempenho das entidades reguladas, normalizando diversos fatores que afectam a sua actuação, tais como aspetos geográficos, demográficos, número, tipo e densidade dos utilizadores. Estas análises poderão envolver ainda a realização

de comparações com outras companhias, ou com modelos ideais adoptando metodologias de tipo *Benchmarking* que serão referidas em 3.2.3.4. [6]

O facto de os preços serem fixados externamente incentiva a empresa a obter ganhos de eficiência, pois uma diminuição dos custos representa um encaixe de lucro para a empresa. Esses ganhos de eficiência beneficiarão posteriormente os clientes finais, não só pelo embaratecimento do serviço, como porque a qualidade de serviço é garantida por regulação própria, independentemente dos preços. Podem ainda existir mecanismos de partilha progressiva de lucros que evitem a obtenção de ganhos excessivos por parte das empresas, apoiados em avanços pontuais muito significativos.

Em Portugal, as actividades reguladas desta forma são a distribuição de energia elétrica da EDP Distribuição, a comercialização da EDP Serviço Universal, e quer a distribuição quer a comercialização desenvolvidas pela Eletricidade dos Açores (EDA) e pela Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM).

3.2.3.3 - Regulação por Incentivos - Limites nos Proveitos

Neste tipo de regulação, os proveitos das companhias reguladas são determinados anualmente através de uma expressão que tem em conta o valor da taxa de inflação e um fator de eficiência X . Tendo em conta este limite, as companhias são incentivadas a aumentar as suas margens de lucro, diminuindo os seus custos. O processo de regulação tarifário por limites nos proveitos pode ser descrito, de forma genérica, através da equação (3.6).

$$\overline{R}_t = \left(\overline{R}_{t-1} + \sum_i FM_{i,t} \cdot \Delta Mercado_{i,t} \right) \cdot \left(1 + \frac{I-X}{100} \right) + Z, \quad (3.6)$$

Nesta expressão:

- \overline{R}_t representa o proveito máximo permitido à entidade regulada no período t ;
- \overline{R}_{t-1} representa o proveito máximo permitido à entidade regulada no período $t-1$;
- $FM_{i,t}$ representa um fator de ajuste dos proveitos, tendo em conta a variação prevista para condição de mercado i ;
- $\Delta Mercado_{i,t}$ representa a variação prevista para a condição de mercado i que influencia os proveitos obtidos pela entidade regulada;
- I representa a taxa de inflação, em percentagem;
- X representa um fator de eficiência expresso em percentagem, que pode ser positivo ou negativo;

- Z é um fator de ajuste que poderá ser positivo ou negativo, e permite ajustar os proveitos devido à ocorrência de situações extraordinárias.

As condições de mercado mais comuns a serem tidas em conta neste tipo de regulação para a definição dos proveitos permitidos às empresas são o número de clientes e a quantidade de energia veiculada. Apoiadas por estudos econométricos próprios, podem ser incluídas quaisquer outras variáveis consideradas relevantes para o funcionamento da empresa - um bom exemplo de uma outra variável regulatória seria a potência de ponta anual.

A regulação por limites nos proveitos, ou *Revenue-Cap Regulation* (RcR), pode ser entendida na prática como um meio-termo entre a regulação por PcR (*Price cap Regulation*) e CoS (*Cost of Service*). Se, por um lado, este sistema impõe condições externas, ou seja, impõe alvos para os proveitos, por outro lado toma em consideração os elementos do meio de actuação da empresa cuja variação afeta os lucros obtidos pela mesma. No limite, a distinção entre RcR e CoS corre o risco de se perder pois o regulador pode acabar por fazer considerações implícitas sobre as taxas de retorno aceitáveis nos investimentos feitos, de forma a determinar os lucros permitidos para a empresa.

Em Portugal apenas é regulada desta maneira a atividade de aquisição de energia e a gestão global do sistema das empresas EDA e EEM.

3.2.3.4 - Regulação por Comparação

A regulação por comparação - em inglês *Yardstick* ou *Benchmark Regulation* - tem por filosofia tentar inserir um tipo de concorrência em empresas monopolistas, regulando os preços por elas praticados e os níveis de qualidade exigidos por comparação com outras empresas reguladas do mesmo ramo.

Esta comparação ou competição pode ser realizada entre companhias similares ou distintas. No primeiro caso, pretende-se utilizar níveis de custos de firmas idênticas para determinar os preços ou as remunerações, tentando, assim, diminuir a relação entre o nível de preços de uma companhia em particular e o nível de custos correspondente. Neste caso, é ainda usual dispor de uma companhia-modelo fictícia que serve de referência às diversas comparações. Ao realizar comparações entre companhias distintas, o órgão regulador pretende identificar as causas dessas diferenças e explica-las através de diversas variáveis. Esta análise envolve normalmente a utilização de técnicas de regressão de custos sobre as variáveis explicativas referidas [6].

Em Portugal não é usado este tipo de regulação, pelo que esta estratégia regulatória não será mais detalhada. No entanto, há situações em que se tomam por referência valores praticados por outras companhias, em outros países, de modo a enquadrar melhor os valores obtidos. A Figura 3.5 ilustra uma situação deste género em que se representa a evolução dos valores do TIEPI⁶ em Portugal e em Espanha nos últimos anos [31].

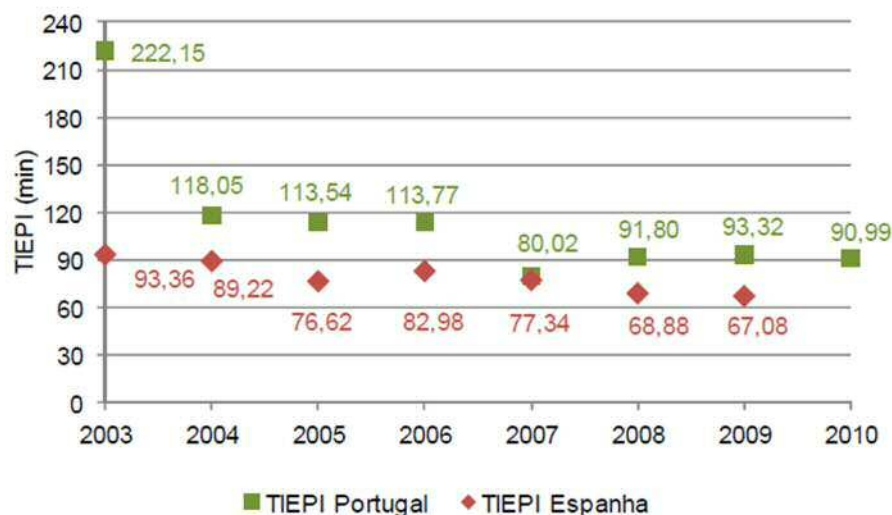


Figura 3.5 - Evolução do TIEPI em Portugal e Espanha entre 2003 e 2010.

3.3 - Tarifas Reguladas em Portugal Continental

Da aplicação das estratégias regulatórias atrás mencionadas resultam diversas tarifas reguladas que visam recuperar os proveitos permitidos ou os custos identificados. As tarifas resultantes encontram-se divididas segundo as seguintes dimensões:

- **Atividade**

A diferenciação de tarifas por atividade é essencial para simular o mecanismo de formação de preços que ocorreria num mercado concorrencial, ou seja, o preço unitário a pagar por cada utilizador depende diretamente dos serviços que utiliza, dos preços desses serviços, e da quantidade em que os consome. Assim, o custo e o proveito de cada atividade são identificados e incluídos na tarifa final. Pelo Princípio da Aditividade Tarifária, esta tarifa final corresponderá à soma das tarifas a pagar relativas a todas as atividades necessárias ao fornecimento de cada cliente. Desta forma garante-se que não há subsídio cruzada, ou seja,

⁶ TIEPI é o Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada, em minutos. Por exemplo, um TIEPI de 80 minutos significa que a potência instalada nos PTs que sofreram interrupções durante o ano corresponde a uma interrupção da potência instalada em todos os PTs do sistema durante 80 minutos.

cada entidade paga uma tarifa que reflete os custos que traz ao sistema, não suportando custos inerentes a outros agentes - Por exemplo, um consumidor ligado em MT não paga a tarifa referente à atividade de distribuição em BT.

- **Tipo**

Transversais às atividades do sistema existem 3 tipos de termos tarifários: termos de potência (em €/kW), termos de energia (em €/kWh ou €/kVARh) e termos fixos (em €). Os diferentes tipos de termos permitem, em princípio, refletir os diferentes tipos de encargos que o utilizador trás para o sistema. Na prática, isso não acontece de forma tão directa pois, se assim fosse, a quase totalidade dos custos de uso das redes de transporte e distribuição seriam recuperados através de termos de potência ou fixos, e não de energia. De modo a manter o equilíbrio, são usadas previsões de consumo e, a partir daí, definidas as tarifas como explicado na secção 3.2 deste documento.

- **Horário**

A variação temporal do consumo resulta também em custos unitários diferentes, como indicado em 3.1.1. Desta forma, e mais uma vez seguindo a filosofia da emulação de condições de mercado, é necessário diferenciar as tarifas por períodos, principalmente os termos de energia. O Regulamento Tarifário prevê para este efeito dois tipos de ciclos horários, um diário - com horários iguais para todos os dias - e um semanal - com horários diferentes para os dias da semana e para o sábado e o domingo. Na prática, isso traduz-se na existência de três ciclos diferentes para Portugal Continental e dois para cada uma das regiões autónomas, disponíveis para diferentes grupos de utilizadores.

- **Período**

O Regulamento Tarifário define ainda quatro períodos trimestrais: Janeiro-Março, Abril-Junho, Julho-Setembro e Outubro-Dezembro. Na prática, aquando da definição das tarifas, diferencia-se apenas entre o período Abril-Setembro e Outubro-Março. Também em termos práticos esta distinção só é feita quanto aos termos de energia das tarifas.

Desta maneira, as várias tarifas existentes dividem-se primeiramente por atividade, e posteriormente em termos que têm a ver com tipo de tarifa e o horário, como está resumidamente explicado na Tabela 3.1. Ressalva-se que o facto das tarifas se dividirem em diversos termos não significa que a totalidade dos termos seja aplicada a todos clientes que paguem essa tarifa, como veremos mais adiante.

Tabela 3.1 - Estrutura Geral das Tarifas por Atividade.

Tarifas por Actividade	Termos por Tipo e Horário								
	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrc	TWri	TF
E	-	-	X	X	X	X	-	-	-
UGS	X	-	X	X	X	X	-	-	-
URT _{MAT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URT _{AT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URD _{AT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URD _{MT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URD _{BT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
C _{NT}	-	-	X	X	X	X	-	-	X
C _{BTE}	-	-	X	X	X	X	-	-	X
C _{BTN}	-	-	X	X	X	X	-	-	X

Nesta tabela o significado de cada Termo é o seguinte:

E	Tarifa de Energia
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
URT_{MAT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
URT_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD_{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD_{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
C_{NT}	Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT
C_{BTE}	Tarifa de Comercialização em BTE
C_{BTN}	Tarifa de Comercialização em BTN
TPc	Preço de potência contratada
TPp	Preço de potência em horas de ponta
TWp	Preço da energia activa em horas de ponta
TWc	Preço da energia activa em horas cheias
TWvn	Preço da energia activa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia activa em horas de super vazio
TWrc	Preço da energia reactiva capacitiva
TWri	Preço da energia reactiva indutiva
TF	Preço do termo tarifário fixo

Como já foi referenciado, nem todos os consumidores pagam todas as tarifas reguladas. Todos os consumidores, livres ou regulados, pagam as tarifas de acesso às redes que resultam da soma da UGS, da URT e da URD, que permitem a utilização da infra-estrutura do sistema elétrico nacional, como se ilustra na Tabela 3.2. Os consumidores regulados pagam ainda as tarifas reguladas de Energia e de Comercialização.

Tabela 3.2 - TARIFAS INCLUÍDAS NAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Tarifas por Actividade	Tarifas aplicáveis às entregas dos operadores das redes de distribuição				
	MAT	AT	MT	BTE	BTN
UGS	X	X	X	X	X
URT _{MAT}	X	-	-	-	-
URT _{AT}	-	X	X	X	X
URD _{AT}	-	X	X	X	X
URD _{MT}	-	-	X	X	X
URD _{BT}	-	-	-	X	X

Assim, como nem todos os utilizadores pagam todas as tarifas, nem todos os utilizadores pagam todos os termos. A existência ou não de certo termo em certa tarifa, bem como o seu valor, depende de:

- Nível de tensão
- Potência contratada
- Período trimestral

Por exemplo a tarifa URD_{MT} divide-se em termos de potência e de energia quando aplicada a clientes ligados em MT, mas é paga inteiramente através de um termo de potência para um consumidor ligado em BT. Cada termo da tarifa é também diferente para cada nível de tensão, e varia igualmente consoante o período trimestral.

3.3.1 - Tarifas exclusivas ao CUR

Dado a política energética que tem sido adotada, é de prever que certas tarifas reguladas não tardem a cair em desuso. Desta forma serão analisadas à parte pois o seu impacto na estimativa futura do preço da eletricidade em Portugal será muito reduzido, limitando-se praticamente aos clientes em baixa tensão normal que optem pelo tarifário bi ou tri-horário.

3.3.1.1 - Tarifa de Venda a Clientes Finais

A Tarifa de Venda a Clientes Finais (TVCF) é a tarifa definida pela ERSE a aplicar pelo Comercializador de Último Recurso aos consumidores por ele fornecidos. Esta tarifa tem por base o Princípio da Aditividade Tarifária, que consiste em definir as tarifas de Venda a Clientes Finais com preços que resultam da adição dos preços das tarifas por atividade aplicáveis em cada nível de tensão e opção tarifária aos clientes do Comercializador de Último Recurso, nomeadamente a Tarifa de Energia, de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e de Comercialização.

A aditividade das Tarifas de Venda a Clientes Finais está a ser implementada de forma gradual, garantindo a estabilidade e protegendo os clientes face à evolução das tarifas evitando-se impactes tarifários significativos, por cliente. Esta estabilidade é garantida através do mecanismo de convergência para tarifas aditivas, o qual estabelece uma evolução gradual da estrutura dos preços das Tarifas de Venda a Clientes Finais para aquela que resulta da adição das tarifas por atividade a montante, mediante a limitação das variações por termo tarifário. [33]

Na Figura 3.6 podemos avaliar o estado atual do esforço de convergência tarifária para clientes em BTN com tarifa simples e potência contratada $\leq 2,3$ kVA. Nesta figura estão representados o termo de energia (Tw) e os termos de potência contratada (TPc) para instalações com 1,15 e 2,3 kVA. Os valores na figura significam que, por exemplo, o termo de energia da Tarifa de Venda a Clientes Finais regulada se encontra, em 2012, 19,9% abaixo do que deveria assumir, caso o Princípio da Aditividade Tarifária fosse aplicado completamente.



Figura 3.6 - TVCF 2012 em % das tarifas aditivas 2012.

O enquadramento legislativo nacional definiu o calendário de extinção das tarifas reguladas do comercializador de último recurso, tendo-se iniciado o processo a partir dos consumidores de maior dimensão. A Figura 3.7 apresenta o referido roteiro para a extinção

das tarifas reguladas de venda a clientes finais de energia elétrica atualmente instituído em Portugal continental⁷.

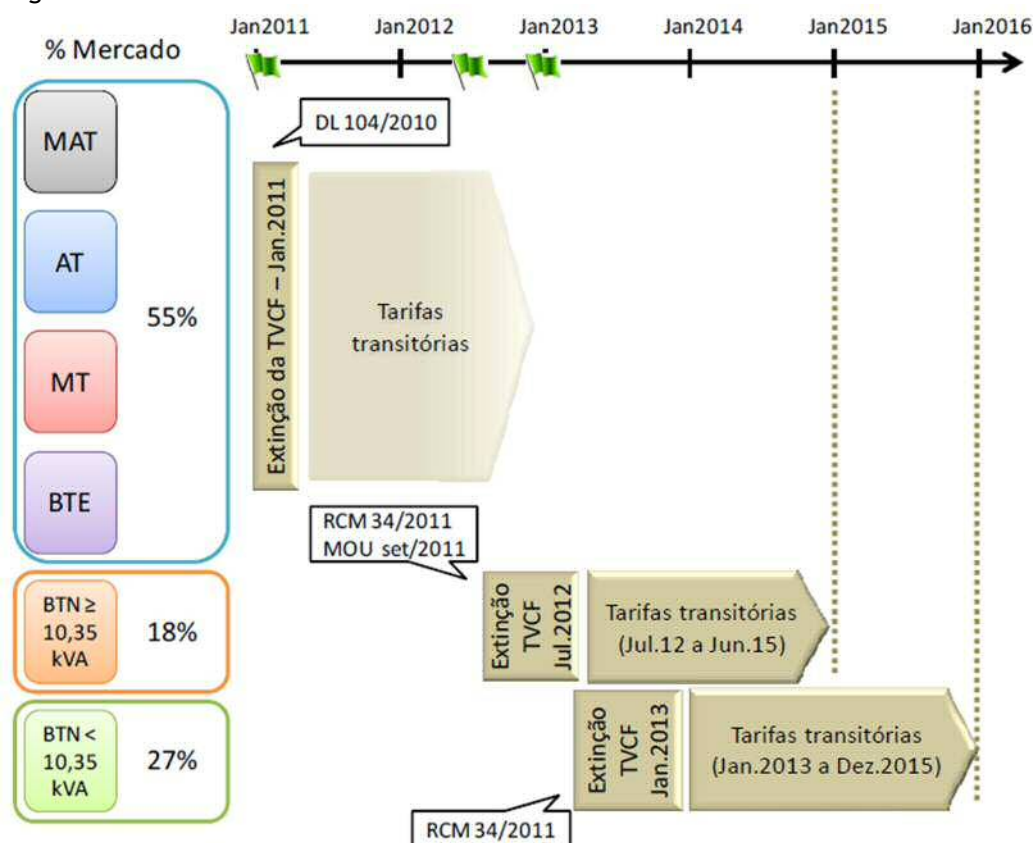


Figura 3.7 - Calendário da extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais.

Assim, a atuação do comercializador de último recurso reduzir-se-á ao serviço a clientes vulneráveis e a outros pela aplicação de tarifas transitórias acima do preço de mercado [36]. No entanto, as tarifas reguladas, nomeadamente a de energia e de comercialização, continuarão a constituir uma boa base para a previsão dos preços que ocorrerão em mercado livre. De facto, à data da escrita desta dissertação, as tarifas praticadas em mercado livre para clientes em BTN são semelhantes às reguladas, exceptuando promoções, descontos temporários e parcerias. Tendo isto em mente estas serão usadas nos pontos seguintes para estimar o peso relativo de cada parcela no preço final.

3.3.1.2 - Tarifas Transitórias

As tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais em Portugal continental, com consumos em MAT, AT, MT e BTE foram extintas através do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro. Nos termos deste Decreto-Lei, a partir do dia 1 de janeiro de 2011

⁷ As regiões autónomas dos Açores e da Madeira estão dispensadas do cumprimento desta disposição das Diretivas Europeias ao abrigo do estatuto de pequenas redes isoladas.

extingiram-se as tarifas reguladas de venda a clientes finais iniciando-se um regime transitório.

Durante o regime transitório, o comercializador de último recurso é obrigado a fornecer eletricidade aos clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE que ainda não tenham contratado o seu fornecimento no mercado livre, sendo aplicada uma tarifa de venda transitória, a publicar pela ERSE, calculada por aplicação de um fator de agravamento à soma das tarifas de acesso às redes, do custo médio da energia e do custo de comercialização regulada. O referido agravamento é aplicado de forma a incentivar a transferência de clientes da tarifa transitória para o mercado livre, por opção dos clientes, durante o período transitório.

Tabela 3.3 - Nova tarifa transitória para BTN a partir de 1 de Julho de 2012

		Antiga (€/kWh)	Nova (€/kWh)	Agravamento (%)
Tarifa	Simples	0,1393	0,142385536	2,22%
Bi-Horária	Fora de Vazio	0,1551	0,158169898	1,99%
	Vazio	0,0833	0,086400311	3,71%
Tri-Horárias	Ponta	0,1706	0,173677647	1,81%
	Cheias	0,1442	0,147299571	2,14%
	Vazio	0,0833	0,086400311	3,71%

Recentemente a ERSE publicou, como estava previsto pelo calendário apresentado na Figura 3.7, as tarifas transitórias a aplicar a consumidores de Baixa Tensão Normal a partir de 1 de Julho de 2012. O agravamento de preços incidiu apenas sobre o termo de energia, e não sobre o termo de potência, como mostra a Tabela 3.3. De notar que a entidade reguladora entendeu agravar as tarifas para os consumidores que optam pelo tarifário bi-horário e tri-horário, ainda que até à data nenhum comercializador que opera no mercado livre apresente ofertas nesse sentido (restringindo-se ao tarifário simples).

3.3.1.3 - Tarifa Social

Para além das Tarifas Transitórias existe outra exceção importante: a tarifa social. Desta tarifa especial pode beneficiar qualquer titular de um contrato de aquisição de energia elétrica beneficiário de Rendimento Social de Inserção, do Complemento Solidário para Idosos, de Subsídio Social de Desemprego, de 1.º Escalão do Abono de Família para crianças e jovens ou da Pensão Social de Invalidez.

Este regime especial traduz-se num desconto de 25% sobre o termo de potência nas tarifas de acesso às redes, e está disponível apenas para clientes com potência contratada

igual ou inferior a 4,6 kVA, o que na prática significa um desconto que varia entre os 0,29€ e os 1,09€ mensais.

3.3.1.4 - Tarifa de Energia

A Tarifa de Energia aplica-se aos fornecimentos dos Comercializadores de Último Recurso, e serve para recuperar os custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do mesmo. A estrutura dos preços desta tarifa deve refletir a estrutura de preços praticados no mercado grossista, respeitando-se a estrutura dos custos marginais de energia. Desta maneira, a tarifa é escalada de maneira a refletir os custos com a aquisição de energia nos diferentes períodos. Para o cálculo desta tarifa são tidos em conta vários fatores, como o preço médio da energia elétrica nos últimos anos, o preço médio por período trimestral, o preço médio por período tarifário e o preço dos combustíveis fósseis. A Figura 3.8 mostra-nos a evolução dos valores do preço da energia no mercado grossista entre 2008 e 2011, tomados em conta para o cálculo da Tarifa de Energia para 2012.



Figura 3.8 - Preço de Energia Elétrica no Mercado Diário.

Esta tarifa não inclui, no entanto, o total dos custos com a produção de energia, dado que uma parte desses custos é suportada pela Tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), nomeadamente os sobrecustos (ou diferenciais de custos) com apoios à Produção em Regime Especial (PRE) e os acertos inerentes aos CMEC. Na Tarifa de Energia estão incluídos parte dos custos de produção de energia afectos a esses produtores, mas apenas a parte que diz respeito ao preço de mercado da energia.

Com a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais em Portugal continental, em particular das tarifas aplicáveis a clientes com potência contratada superior a 41,4 kW, a estrutura marginal da Tarifa de Energia do Comercializador de Último Recurso apenas tem impacto ao nível dos clientes de BTN com tarifas com discriminação de preços (opções tri-horárias e bi-horárias).

No entanto, mesmo considerando uma hipotética situação futura em que não existisse qualquer cliente regulado, o cálculo desta tarifa continuaria a ser essencial. Esta necessidade resulta de ela ser usada para calcular os termos de energia ativa incluídos nas tarifas de acesso às redes que são avaliados na Secção 3.3.2. Estes termos são determinados multiplicando um fator de ajuste de perdas, para cada nível, pelo preço da Tarifa de Energia.

3.3.1.5 - Tarifa de Comercialização

A Tarifa de Comercialização destina-se a recuperar os custos com a faturação, apoio ao cliente, leituras, e todas as atividades diretamente relacionadas com a venda de energia ao cliente final. Embora todos estes custos sejam fixos, a tarifa é composta por dois termos tarifários: i) o termo tarifário fixo que depende do número de clientes e é definido em euros por mês e, ii) o preço de energia ativa que depende da energia ativa que é objeto de medição nos pontos de entrega e é fixado em euros por kWh [33].

Estas tarifas são reguladas, como já foi referido, por “*price cap*” e têm-se mantido mais ou menos estáveis ao longo dos anos como é representado na Figura 3.9. As três tarifas representadas são referentes à Baixa Tensão Normal (C BTN), à Baixa Tensão Especial (C BTE) e à Média, Alta e Muito Alta Tensão (C MAT/AT/MT). Com o fim das tarifas reguladas, o preço associado a esta tarifa deixará de ser regulado, como também é visível na Figura 3.9 para BTE, MT, AT e MAT. Este ano deixarão de ser igualmente fixadas para a Baixa Tensão Normal.

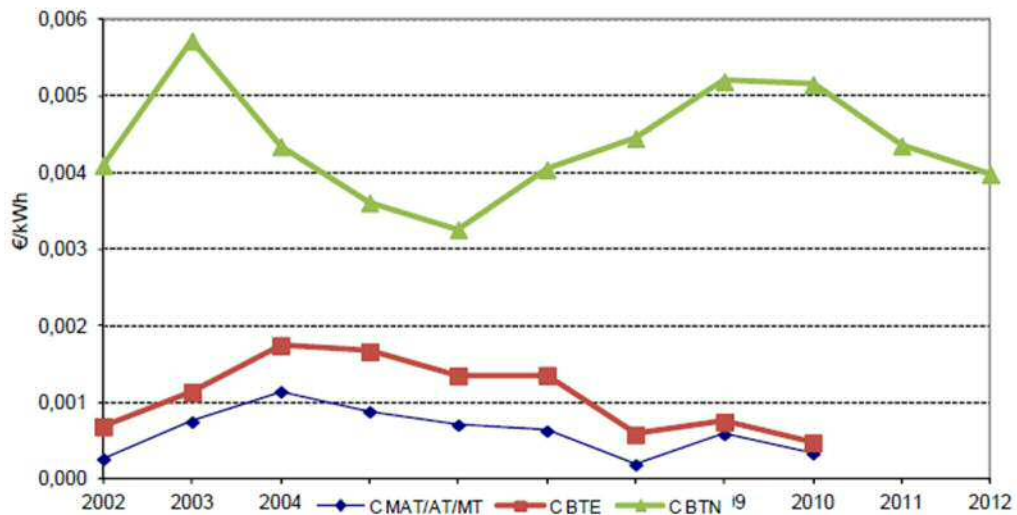


Figura 3.9 - Evolução das Tarifas de Comercialização.

3.3.2 - Tarifas de Acesso às Redes

As Tarifas de Acesso às Redes englobam todas as tarifas referentes ao uso das redes e aos custos vários referentes ao funcionamento do sistema. São elas:

- URT MAT Uso da Rede de Transporte em Muito Alta Tensão;
- URT AT Uso da Rede de Transporte em Alta Tensão;
- URD AT Uso da Rede de Distribuição em Alta Tensão;
- URD MT Uso da Rede de Distribuição em Média Tensão;
- URD BT Uso da Rede de Distribuição em Baixa Tensão;
- UGS Uso Global do Sistema.

Estas tarifas são definidas pela ERSE e os seus proveitos destinam-se a recuperar os custos das várias atividades reguladas que não foram objeto de liberalização. A análise destas tarifas é importantíssima na determinação do preço final da energia dado que, no seu conjunto, representam uma parcela importante do preço final da energia elétrica, como ilustra a Figura 3.10 em relação a um consumidor com potência contratada de 3,45 kVA e um consumo mensal médio de 200 kWh. Neste caso, a tarifa de Acesso às Redes corresponderia a 54% da tarifa final.

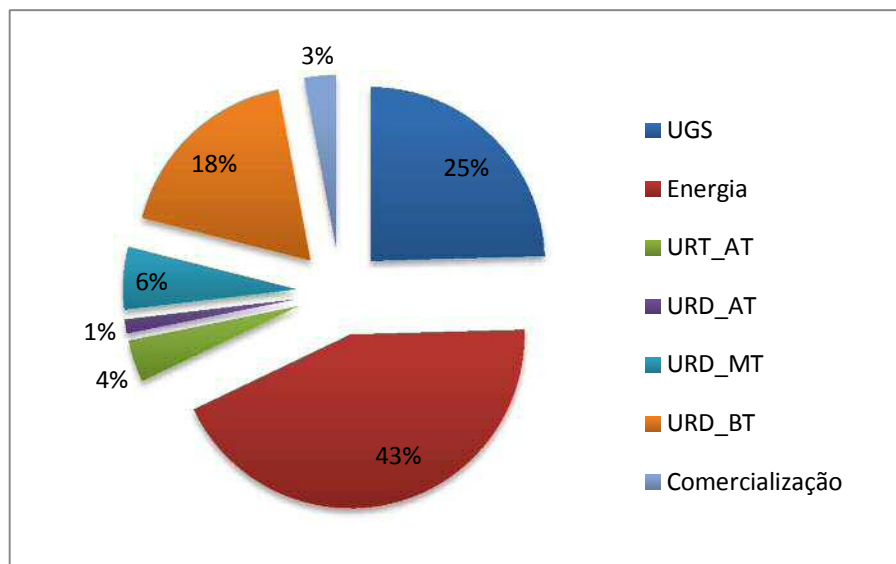


Figura 3.10 - Decomposição em tarifas básicas de uma fatura típica.

3.3.2.1 - Tarifa de Uso da Rede de Transporte

As Tarifas de Uso da Rede de Transporte em AT e MAT destinam-se a recuperar os custos da atividade de transporte. São aqui incluídos parte dos custos referentes aos PPDA⁸, e à limpeza de corredores de linhas aéreas⁹. No caso destas tarifas, há uma primeira distinção muito clara entre:

URT MAT

- Paga por clientes abastecidos diretamente em Muito Alta Tensão, e em parte também pelos produtores (em regime ordinário e especial);

URT AT

- Paga por todos os outros clientes.

Estas tarifas são compostas por termos de energia ativa, potência contratada, potência em horas de ponta e energia reativa.

Os termos de potência contratada e de energia reativa existem apenas na tarifa de MAT, e destinam-se a transmitir aos clientes diretamente ligados a MAT os custos associados ao seu fornecimento, uma vez que, por se tratar de clientes de elevada dimensão, condicionam de uma forma muito significativa o funcionamento da rede [33]:

⁸ Planos de Promoção do Desempenho Ambiental.

⁹ Denominada “Gestão de Faixas de Combustível”.

- O termo de potência contratada visa transmitir os custos associados aos troços das redes próximos dos pontos de entrega na medida em que o dimensionamento dos troços periféricos é condicionado pelo comportamento de um pequeno número de clientes, se não mesmo de um único cliente;
- O termo de energia reativa fornecida (indutiva) é uma variável que deve ser utilizada na faturação do uso das redes nos períodos fora de vazio, na medida em que a sua compensação possibilita a diminuição dos custos globais do sistema elétrico, quer ao nível da minimização das perdas de energia nos troços periféricos das redes, quer ao nível do seu dimensionamento. Os custos associados com a compensação local de energia reativa, condicionados pelo preço dos condensadores ou outros equipamentos baseados em eletrónica de potência que começam a estar disponíveis, são bastante inferiores aos que resultam da compensação centralizada nas subestações. Assim, é desejável que a compensação de energia reativa seja feita de forma local, e a sua faturação, à semelhança da potência contratada, seja própria do nível de tensão de cada fornecimento. Embora não inteiramente desligada dos custos correspondentes, a fixação do preço também deve procurar fomentar a compensação local pelo cliente que, caso o faça, não verá a sua fatura acrescida. O preço de energia reativa recebida (capacitiva) nas horas de vazio destina-se a evitar a existência de sobretensões nos períodos de vazio, incentivando-se os consumidores a desligar os seus sistemas de compensação (baterias de condensadores) a par com os seus sistemas produtivos.

Já os restantes termos são aplicados a todos os clientes, até à baixa tensão, e visam transmitir sinais relativamente aos seguintes encargos [33]:

- O preço relativo à potência média em horas de ponta, aplicada a consumidores em BTE, MT, AT e MAT, visa refletir os custos dos troços mais centrais das redes. Com efeito, os troços mais centrais das redes são utilizados por um grande número de clientes e, devido à reduzida sincronização das ocorrências dos picos, (anuais ou mensais) de 15 minutos de cada cliente, pode-se admitir que o comportamento individual de um cliente apenas condiciona o dimensionamento destes troços mais centrais proporcionalmente à sua potência média, num período de tempo mais alargado coincidente com a ponta agregada da rede, e não através da sua potência de pico anual ou mesmo mensal;

- Os preços de energia ativa destinam-se a transmitir aos consumidores o sinal económico associado aos investimentos efetuados nas redes, justificados pela redução de perdas atuais e futuras.

Embora não afete o preço do acesso às redes, convém referir que na sequência da introdução, por parte do Governo Espanhol, de um preço de entrada na rede de transporte e distribuição aplicável aos produtores do regime ordinário e especial (também chamado de encargo “G”, por ser afecto à Geração), a ERSE definiu também tarifas de entrada na rede, a aplicar aos produtores, tanto em regime ordinário como um regime especial. Esta tarifa fará previsivelmente subir os preços da energia, e o propósito da sua inclusão é, no âmbito do mercado único, garantir o equilíbrio entre os custos de produção dos dois lados da fronteira. O encargo “G” ascende a 0,5 €/MWh, sendo definido pela ERSE. Os valores em vigor são indicados na Tabela 3.3, e são iguais para todos os níveis de tensão e períodos horários.

Tabela 3.4 - Preços da tarifa de URT a aplicar aos PRO e PRE pela entrada na RNT e na RND em 2012.

USO DA REDE DE TRANSPORTE		PREÇOS
Energia ativa (EUR/MWh)		
	Horas de fora de vazio	0,5473
	Horas de vazio	0,4272

3.3.2.2 - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição

Existem três níveis da rede de distribuição: AT, MT e BT. As tarifas de uso de cada rede têm uma estrutura parecida com as da rede de transporte, incluindo igualmente termos relativos a:

Potência Contratada

- Aplicado aos clientes ligados diretamente à rede de cada nível de tensão - e.g. um cliente em MT paga termo de potência contratada na tarifa de URD MT, e só na tarifa URD MT- todas os valores a pagar correspondentes a níveis de tensão superiores encontram-se diluídos nas tarifas de potência em horas de ponta e energia ativa. Justifica-se esta diferenciação pois a potência contratada destes clientes afeta muito diretamente o investimento nestas redes, que são usualmente radiais e muitas vezes servem grupos pequenos de consumidores.

Energia Reativa

- Aplicado também apenas a clientes servidos diretamente pela rede em questão. No caso da baixa tensão esta tarifa existe apenas para clientes em BTE, pelo peso

que têm na rede. A justificação para a sua aplicação e os pressupostos de cálculo destas tarifas são similares ao caso das redes de transporte.

Potência em Horas de Ponta

- Esta tarifa é aplicada aos consumidores em AT, MT e BTE para a tensão correspondente e as superiores, pois são estes que mais pesam no trânsito de energia nos troços comuns da rede.

Energia Ativa

- Aplicados a todos os consumidores, pois destinam-se a refletir o impacto dos consumidores nas perdas causadas nas redes de distribuição. Cada tipo de consumidor paga este termo para todos os níveis de tensão superiores ao seu.

Estas tarifas são utilizadas para recuperar os custos da atividade de distribuição de energia elétrica, recuperando os custos que lhe estão associados de estabelecimento, exploração, desenvolvimento e manutenção das redes de distribuição por forma a veicular a energia elétrica dos seus pontos de receção até aos clientes finais. A tarifa da rede de distribuição em baixa tensão recupera adicionalmente os custos das rendas pagas aos municípios. Por seu lado nas tarifas referentes à alta e à média tensão estão incluídos os restantes encargos referentes à limpeza de corredores de linhas aéreas.

3.3.2.3 - Tarifa de Uso Global do Sistema

Os custos a recuperar pela Tarifa de Uso Global do Sistema são fundamentalmente custos de política energética e de interesse económico geral, não sendo por consequência a sua estrutura maioritariamente orientada por custos marginais ou incrementais. Hoje em dia as principais parcelas têm a ver com custos de produção de energia: quer por via de apoios a certas formas de produção, por contratos de preço fixo (CMEC e CAE), ou ainda por diferimento do pagamento do custo de produção em anos anteriores, de forma a limitar a subida do preço da energia. Dado a natureza dos custos inseridos nesta tarifa, e visto que historicamente estes valores têm sido várias vezes alvo de alteração por Decreto-Lei, reestruturando temporalmente os valores a pagar (i.e. diferindo o seu pagamento para anos seguintes) pode-se concluir que esta tarifa não é tão estável como as outras tarifas de uso das redes que refletem principalmente custos de investimento e custos de operação de componentes físicos da rede e que, portanto, são muito mais previsíveis.

Esta tarifa é composta por três parcelas (UGS I, UGS II e UGS III) [30]:

- A parcela I da Tarifa de Uso Global do Sistema está associada aos custos com a gestão do sistema, apresentando um preço de energia sem diferenciação por período horário;
- A parcela II pretende recuperar os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral dominados pelo sobrecusto da PRE, custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), sobrecustos do agente comercial relativos às centrais da Turbogás e do Pego e sobrecustos com a convergência tarifária das regiões autónomas. A estrutura de preços da parcela II da tarifa de UGS é de um preço único de energia, igual em todos os períodos horários;
- Por último, a parcela III é composta por preços de energia em horas de ponta e em horas cheias e permite recuperar os custos com a garantia de potência associados à promoção da disponibilidade das centrais existentes e de nova capacidade de produção. A estrutura dos preços de energia da parcela III deve refletir a estrutura do diferencial entre o custo marginal de produção e o custo marginal de energia.

Tomando mais uma vez o exemplo do consumidor tipo considerado para a obtenção dos valores apresentados na Figura 3.10, foram aplicados os termos relativos às três parcelas da UGS para verificar a relação entre estas três parcelas, como se ilustra na Figura 3.11.

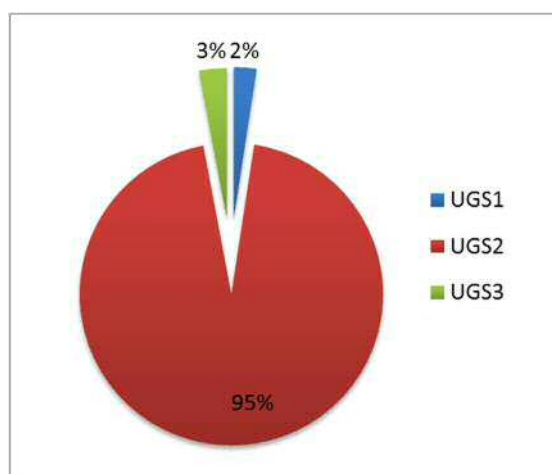


Figura 3.11 - Relação entre as 3 parcelas da tarifa de UGS.

Os valores a recuperar por esta tarifa correspondem quase na totalidade, a Custos de Interesse Económico Geral (CIEG). Em 2012 os valores referentes à totalidade dos CIEG

ascendem aos 2.777.629.000,00€ (quase 2,8 mil milhões de euros) [30], tendo sido no entanto diferido o pagamento de uma parcela significativa deste montante. O não pagamento de 1.080.485.000,00€ (dos quais 87% se referem à PRE e 13% ao acerto dos CMEC) reduz o valor total a recuperar em 2012 para 1.709.552.000,00€, menos de 62% do total. Vamos de seguida analisar a composição dos custos a serem recuperados, não considerando os diferimentos, pois estes representam uma medida pontual que não reflete a estrutura de custos. O peso relativo destes custos está representado na Figura 3.12.

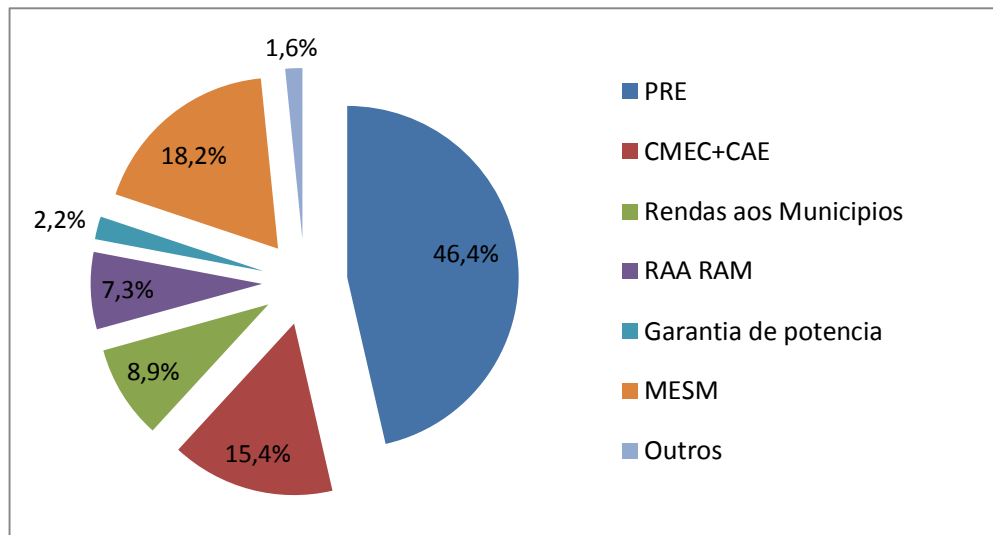


Figura 3.12 - Custos de Interesse Económico Geral em 2012.

Os custos inseridos na parcela MESM (Medidas de Estabilidade e Sustentabilidade dos Mercados) são referentes a diferimentos de anos anteriores, relativos a restrições ao aumento das tarifas, impostas politicamente. Incluem ainda pequenas parcelas, geralmente positivas (proveitos em vez de custos), relativas à tarifa social, ao sobreproveito resultante da aplicação das tarifas transitórias e ao diferencial de custo pela extinção da TVCF. Foram ainda incluídos nesta parcela os custos relativos às rendas dos défices tarifários de BT (2006) e BTN (2007), embora no documento da ERSE [30] sejam contabilizados em separado.

A parcela “Outros” contém custos relacionados com os seguintes aspetos:

- Terrenos das Centrais
- Gestão das faixas de combustível (limpeza de corredores de linhas aéreas)
- ERSE
- Autoridade da Concorrência
- OMIP e OMIClear
- Planos de Promoção do Desempenho Ambiental
- Planos de Promoção da Eficiência no Consumo

Como já vimos anteriormente, alguns destes custos já são suportados por outras tarifas de transporte ou de distribuição. A Figura 3.13 apresenta os custos de interesse económico geral recuperados pela tarifa de UGS.

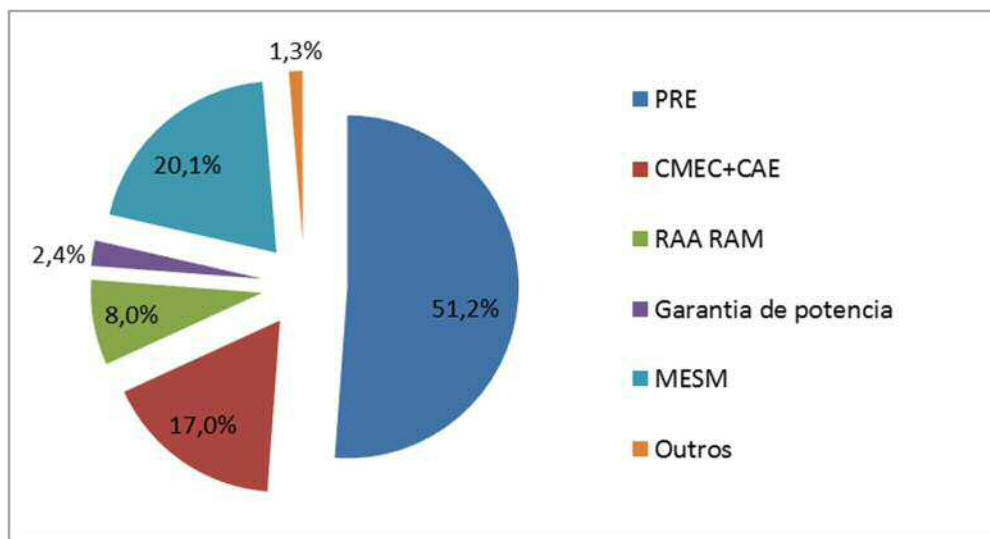


Figura 3.13 - CIEG pagos por via da Tarifa de UGS em 2012.

Verifica-se que mais de metade dos proveitos se destinam a recuperar os sobrecustos da Produção em Regime Especial, e uma boa parcela (17%) se destina aos ajustes das remunerações de centrais por via dos CMEC e dos CAE. Já o termo relativo à garantia de potência, alvo por vezes de alguma polémica, representa apenas 2,4% do total.

Os DL nº 109/2011 e 78/2011 prevêem, respetivamente, o diferimento excecional para 2013 do valor relativo aos CMEC de 2010, e o alisamento quinquenal do sobrecusto da PRE de 2012. Isto indica que os custos referentes ao diferimento de pagamentos em anos anteriores, que representam já 20,1% dos proveitos a recuperar com esta tarifa, irão aumentar significativamente nos próximos anos. Segundo a ERSE os valores em atraso a recuperar nos próximos anos evoluirão de acordo com o indicado na Figura 3.14:

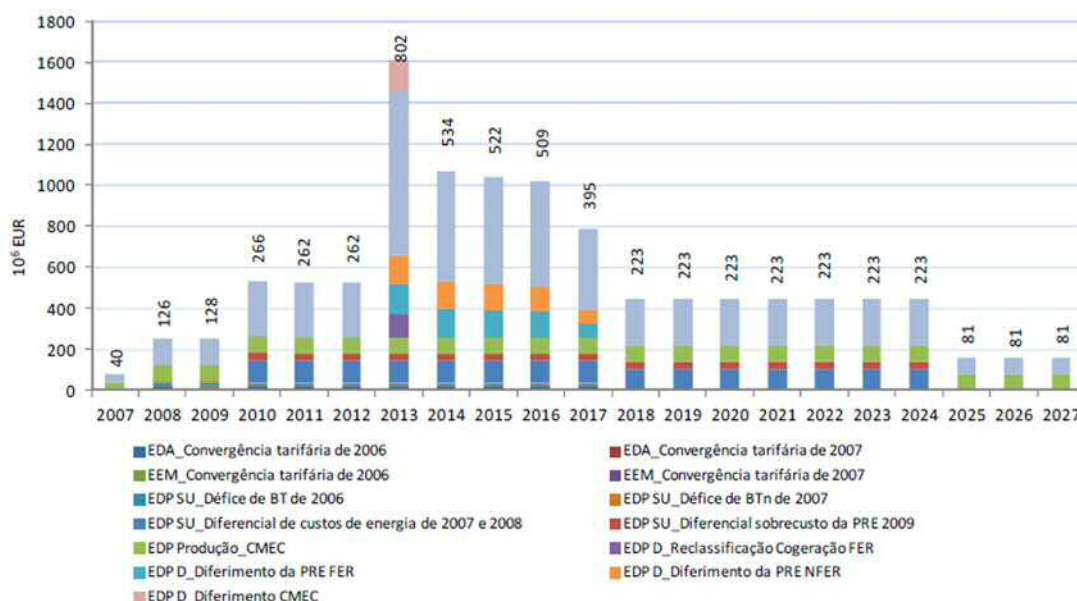


Figura 3.14 - Proveitos a recuperar nos próximos anos.

Tendo em conta a situação atual, e a política que tem sido seguida pelos anteriores governos, os valores apresentados nesta figura têm grande probabilidade de ser alvo de modificação. No entanto, se nada for feito em contrário, esta será a evolução do termo em análise.

Os custos que integram a tarifa de UGS são suportados por todos os consumidores em função da energia elétrica consumida, à exceção de dois casos:

- Os custos da produção de energia elétrica em regime especial a partir de fontes de energia renovável (PRE-FER) são essencialmente suportados pelos consumidores em BTN com potências contratadas superiores a 2,3 kVA e inferiores ou iguais a 41,4 kVA;
- Os CMEC são pagos por todos os consumidores de energia elétrica em função da potência contratada.

3.3.2.4 - Evolução das Tarifas de Acesso às Redes

Como foi já indicado, os valores das tarifas de URT e URD são estruturalmente bastante diferentes dos de Uso Global do Sistema, sendo que esta última está fortemente relacionada com a Tarifa de Energia por força do peso dos sobrecustos da PRE e custos de ajuste dos CMEC e CAE na sua estrutura.

Como mostra a Figura 3.15 a evolução das primeiras é muito diferente da das segundas, razão pela qual estas serão tratadas de maneira diferente ao abordar o impacto das diferentes formas de produção no custo da eletricidade.

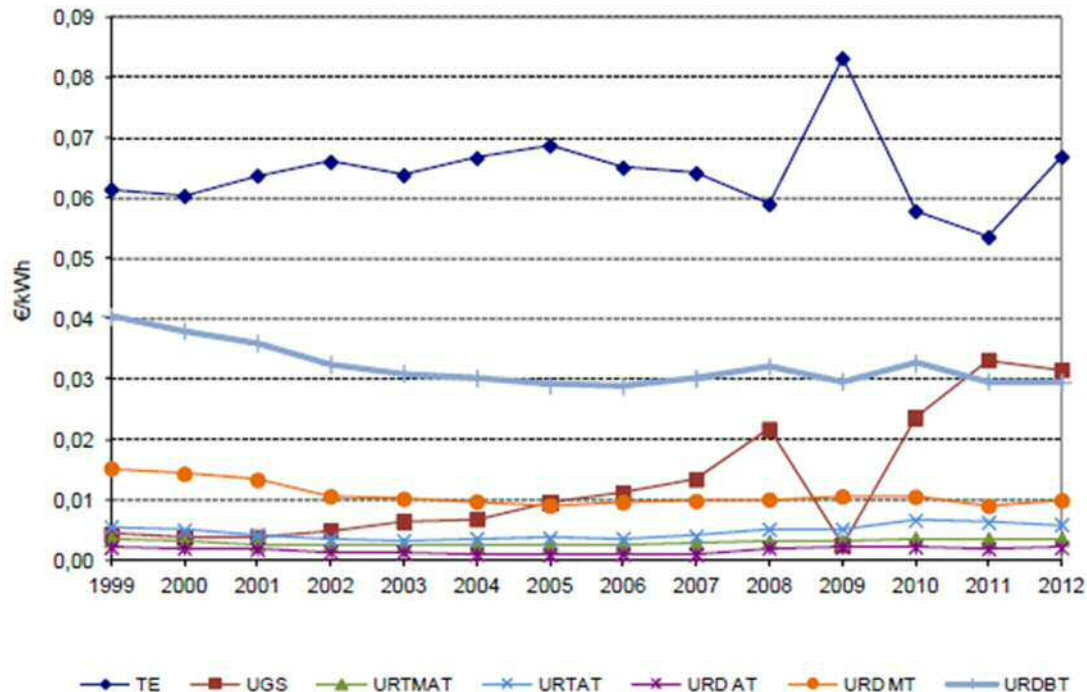


Figura 3.15 - Evolução das Tarifas por Atividade a preços constantes de 2011.

As tarifas de UGS e a Tarifa de Energia apresentam um comportamento bastante variável, pelo que requerem uma análise bastante mais aprofundada e diferenciada. No entanto, as tarifas de URD e URT apresentam uma evolução estável, não sendo previsível uma abordagem mais aprofundada para a previsão da sua evolução do que uma simples regressão linear.

3.3.2.5 - Peso relativo das Tarifas de Acesso às Redes

De seguida é preciso estimar o impacto de cada uma das Tarifas de Acesso às Redes em cada tipo de consumidor. Para esse efeito, recorreu-se aos preços das tarifas individuais publicadas pela ERSE para 2012 [30], e pressupõe-se que o Princípio da Aditividade Tarifária é aplicado na totalidade. Como foi referido na Secção 3.3.1.1 tal não acontece, mas uma análise utilizando as Tarifas de Acesso às Redes ou as Tarifas de Venda a Clientes Finais resultaria em somas de percentagens superiores ou inferiores a 100%. Daí que os valores absolutos podem não corresponder aos praticados, mas a proporcionalidade, que é o principal foco desta análise, dever-se-á manter.

Dado a diferenciação de preços de energia ativa entre períodos horários, de modo a estimar o preço médio, foram utilizados os dados sobre perfis de consumo previstos pela ERSE [34] e atualizados tanto quanto possível pelos dados definitivos publicados pela REN [35] para estimar o peso de cada termo referente a períodos horários [32] - ponta, cheia, vazio e super vazio - no caso de tarifas com diferenciação por período. Os dados utilizados foram os referentes a 2012 - pois em anos anteriores, embora existam dados definitivos na sua totalidade, não há informação sobre perfil de consumo em MT - e igualmente por falta de existência de dados assume-se que o padrão de consumo de clientes em AT e MAT seja aproximadamente igual ao dos consumidores ligados em MT. No caso de clientes em BTE com tarifários bi ou tri-horários, a não existência de perfis típicos de consumo torna a análise irrelevante, pelo que se considera que o peso relativo de cada tarifa seja semelhante ao da baixa tensão normal.

Foram analisadas duas possibilidades, correspondentes aos dois ciclos horários disponíveis para cada um dos níveis de tensão: para baixa tensão estão disponíveis os ciclos semanal e diário, enquanto que para MT, AT e MAT existem dois ciclos semanais - o mesmo que está disponível para baixa tensão, e um opcional. Desta análise concluiu-se que a diferença no preço médio da tarifa é pouco relevante (inferior a 1%) pelo que se considerou o ciclo semanal para ambos. A distribuição do consumo típico por cada período horário está representada na Tabela 3.4.

Tabela 3.5 - Distribuição do consumo pelos Períodos Horários

	Ciclo Semanal			
	Ponta	Cheias	Vazio	Sup. Vazio
MT	19,0%	45,0%	24,3%	11,7%
BTE	22,2%	49,4%	19,4%	9,0%

Considerando esta distribuição do consumo, podemos estimar o valor médio do termo de energia pago pelos clientes ligados nos diferentes níveis de tensão, conforme exibido na Tabela 3.5.

Tabela 3.6 - Tarifas de Venda a Clientes Finais aditivas médias.

	Termo Fixo	Tarifas Finais (Aditivas)				
		Potência		Energia Ativa	Energia Reativa	
		Contratada	Ponta		Fornecida	Recebida
	€/ Mês	€/ kW*Mês		€/kWh	€/kVARh	
MAT	2,32	0,424	1,336	0,0782	0,0203699	0,0151848
AT	2,32	0,342	3,712	0,0810	0,0206982	0,0155005
MT	2,32	0,877	7,554	0,0914	0,0225514	0,016937
BTE	2,34	0,954	17,798	0,1028	0,0255607	0,0194661
BTN >2,3 kVA	0,44	0,954	-	0,1437	-	-
BTN <=2,3 kVA	0,44	0,954	-	0,1373	-	-

Considerando estas tarifas aditivas, podemos de seguida calcular o peso relativo de cada uma das suas componentes. Os termos fixos e termos de potência reativa não são representados, pois correspondem apenas a uma tarifa (comercialização e URD do nível de tensão a que o consumidor está diretamente ligado, respetivamente). Os resultados desta análise estão representados na Tabela 3.6.

Tabela 3.7 - Composição percentual das tarifas pagas pelos clientes dos diferentes níveis de tensão.

		UGS	URT MAT	URT AT	URD AT	URD MT	URD BT	Energia	Comercialização
MAT	TPc	65,0%	35,0%	-	-	-	-	-	-
	TPp	-	100,0%	-	-	-	-	-	-
	TW	19,8%	0,7%	-	-	-	-	79,1%	0,4%
AT	TPc	80,8%	-	-	19,2%	-	-	-	-
	TPp	-	-	79,6%	20,4%	-	-	-	-
	TW	20,8%	-	0,9%	0,6%	-	-	77,6%	0,4%
MT	TPc	31,5%	-	-	-	68,5%	-	-	-
	TPp	-	-	41,0%	11,7%	47,4%	-	-	-
	TW	25,1%	-	0,9%	0,6%	1,7%	-	71,5%	0,4%
BTE	TPc	28,9%	-	-	-	-	71,1%	-	-
	TPp	-	-	18,6%	5,3%	26,0%	50,0%	-	-
	TW	25,4%	-	0,8%	0,5%	1,6%	1,2%	69,1%	0,2%
BTN >2,3 kVA	TPc	28,9%	-	-	-	-	71,1%	-	-
	TW	26,5%	-	6,0%	1,5%	6,4%	11,8%	47,8%	1,7%
BTN <=2,3 kVA	TPc	28,9%	-	-	-	-	71,1%	-	-
	TW	23,0%	-	4,3%	1,5%	6,7%	12,4%	50,0%	1,8%

Nesta tabela o significado de cada Termo é o seguinte:

TPc	Termo de Potência Contratada
TPp	Termo de Potência em Horas de Ponta
TW	Termo de Energia

Como foi mencionado na análise da Figura 3.15, as Tarifas de Uso das Redes de Transporte e de Distribuição apresentam uma evolução estável, pelo que não é previsível que sofram grandes alterações. Por outro lado, as tarifas de UGS e de Energia são mais voláteis, tornando a análise do seu impacto nos diferentes clientes mais interessante. Na Figura 3.16 figura o impacto de cada uma destas tarifas no termo de energia (que em geral pesa mais no preço final do que o termo de Potência Contratada) nos diferentes clientes:

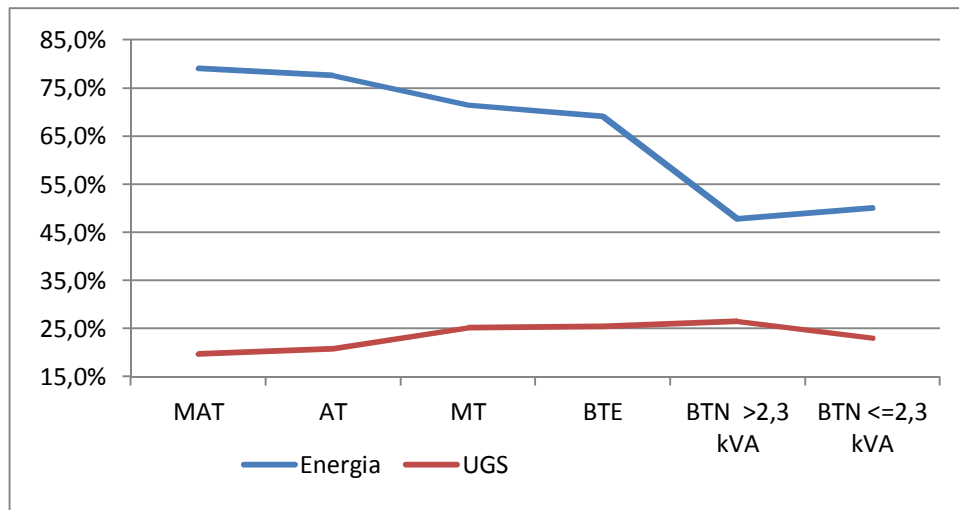


Figura 3.16 - Impacto das Tarifas UGS e Energia no termo de Energia dos clientes dos diferentes níveis de tensão.

Podemos observar que o peso da Tarifa de Energia diminui consideravelmente - de cerca de 80% para menos de 50% - à medida que se reduz o nível de tensão a que o cliente é alimentado, enquanto que o da tarifa de UGS tem tendência para subir. Observa-se também que no caso da BTN, os clientes de escalão mais baixo de potência vêm esta tendência contrariada relativamente aos restantes. Esta análise torna-se particularmente significativa quando temos em conta que os diferentes tipos de produção de energia podem impactos opostos nestas duas tarifas.

É também importante notar que a tarifa de Uso Global do Sistema utilizada neste estudo resultou de uma estrutura de custos na qual foram incluídas duas parcelas extraordinárias (Alisamento do sobrecusto da PRE e Diferimento excecional da parcela de acerto dos CMEC [30]) no valor total de 1.080.485.000,00€ que corresponde a uma diminuição de cerca de 42%¹⁰ do valor a recuperar pela tarifa de UGS.

¹⁰ 42,7% se for considerado que a tarifa de UGS contém apenas custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral o que, como já foi demonstrado, é uma aproximação bastante válida.

Capítulo 4

Mercado Ibérico de Eletricidade e Comercialização

Neste capítulo serão abordadas as duas atividades extremas da cadeia de valor: a compra e a venda de energia produzida, e o relacionamento comercial com o consumidor final. O objetivo é perceber de que forma a dinâmica destas duas atividades afeta o preço da energia elétrica, e a evolução do mesmo.

4.1 - Mercado de Eletricidade

A compra e a venda de energia elétrica dão-se primariamente no Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), que é o mercado organizado destinado à compra e venda de eletricidade em Portugal e Espanha. A contratação de energia eléctrica no MIBEL pode processar-se através das seguintes modalidades:

- Mercado de contratação a prazo, em que se estabelecem compromissos a futuro de produção e de compra de electricidade. Este mercado pode efectuar liquidação física (entrega da energia), o que se reflecte nos volumes de energia transaccionada no mercado de contratação à vista de forma a permitir a respectiva liquidação, ou liquidação financeira (compensação dos valores monetários subjacentes à negociação). A gestão do mercado ibérico de eletricidade a prazo é da competência do OMIP, sediado em Lisboa. Neste mercado só podem negociar os membros negociadores, os quais têm de cumprir um conjunto de requisitos que se encontram definidos no Regulamento da Negociação, de onde resulta que só podem ser Membros Negociadores intermediários financeiros, produtores em regime ordinário, comercializadores e outros agentes do sector eléctrico. Depois de reconhecidos, estes agentes podem

actuar por conta própria (*dealer*), por conta de terceiros (*broker*) e por conta própria e de terceiros (*dealer-broker*);

- Mercado de contratação à vista, com uma componente de contratação diária e uma componente de ajustes intradiários, em que se estabelecem programas de venda e de compra de electricidade para o dia seguinte ao da negociação. A gestão do Mercado Ibérico de electricidade diário é da competência do OMEL, sediado em Madrid. Podem ser agentes deste mercado:
 - Produtores;
 - Auto-produtores;
 - Agentes externos (externos ao sistema integrado Luso-Espanhol);
 - Comercializadores;
 - Representantes (de vendedores ou de compradores);
 - Consumidores qualificados;
- Mercado de serviços de sistema em que os dois operadores de sistema contratam os níveis requeridos de reserva secundária e terciária;
- Mercado de contratação bilateral, em que os agentes contratam para os diversos horizontes temporais a compra e a venda de electricidade.

Importa referir ainda a existência da OMIClear, a entidade gestora responsável pela plataforma de compensação do mercado de derivados ibérico, assumindo a posição de contraparte central em todas as operações por si registadas, garantindo o cumprimento das obrigações de ambas as partes, ou seja, assume-se como compradora face ao vendedor e como vendedora face ao comprador. Para além de actuar como câmara de compensação do OMIP, assume as mesmas funções relativamente ao mercado OTC (negócios bilaterais, *over the counter*). [38]

As duas componentes significativas a nível de troca de energia no MIBEL são o mercado a prazo e o mercado diário. O peso de cada um é relativamente equilibrado, sendo que o mercado a prazo comporta cerca de 44% do total de energia vendida, e o mercado diário o restante [44].

4.1.1 - Mercado a Prazo

A principal razão da existência do mercado a prazo prende-se, fundamentalmente, com a necessidade de garantir transações futuras para benefício mútuo, fixando uma quantidade e um preço de transação não sujeito às flutuações do mercado diário.

Outra característica muito útil deste tipo de mercado é que a sua observação possibilita uma estimativa grosseira da evolução do preço da energia a longo prazo, que deverá corresponder aos preços contratados para as respetivas datas.

Mais recentemente, este mercado tem sido também importante no escoamento de energia em excesso proveniente da Produção em Regime Especial, que é obrigatoriamente adquirida pelo Comercializador de Último Recurso [39]. Embora a justificação oficial para a realização destes leilões seja a disponibilização de “energia eléctrica de forma transparente e com estabilidade aos comercializadores presentes no mercado livre” [22], é visível que a necessidade de libertação desta energia se deve essencialmente a dois fatores:

- O aumento da oferta. A Produção em Regime Especial tem vindo a aumentar de forma muito significativa nos últimos anos, como se pode verificar pela evolução da potência instalada em parques eólicos [40]. Com o atual cenário de recessão económica, é natural que um aumento desta ordem da capacidade instalada não tenha encaixe na economia, levando a um excesso de oferta que precisa de ser escoada.
- Diminuição da procura. Os esforços recentes no sentido da liberalização da comercialização resultam num défice de clientes do Comercializador de Último Recurso que, como já foi dito, está contratualmente obrigado a adquirir toda a energia proveniente da PRE. Desta forma, e supondo o cumprimento dos objetivos propostos no sentido da liberalização do mercado, apenas uma pequena parte desta energia será efetivamente usada pelo CUR para alimentar a carga, sendo a restante despachada através de contratos de longo prazo com outras entidades.

4.1.2 - Mercado Diário

O mercado diário do MIBEL é a plataforma onde se transacciona electricidade para entrega no dia seguinte ao da negociação. Este mercado forma preço para cada uma das 24 horas de cada dia e para todos os dias do ano. A plataforma de mercado diário em que se integra Portugal é o OMIE, gerida pela sociedade OMEL, na qual a hora de negociação é determinada pela hora legal espanhola (HOE).

Este mercado funciona através do cruzamento de ofertas - de compra e de venda - por parte dos diversos agentes registados para actuar naquele mercado, indicando cada oferta o dia e a hora a que se reporta, o preço e a quantidade de energia correspondentes. Este tipo de organização designa-se por modelo em *pool*.

O preço de mercado é encontrado através de um processo em que se ordenam de forma crescente em preço as ofertas de venda (curva de oferta) e de forma decrescente em preço as ofertas de compra (curva de procura) de electricidade para uma mesma hora. O preço de mercado (graficamente corresponde ao cruzamento das curvas de oferta e de procura) é o menor dos preços que garante que a oferta satisfaz a procura [41]. Encontrado o preço de mercado, esse preço é único, e corresponde ao valor a que toda a energia é transaccionada. A Figura 4.1 [42] ilustra essa situação para a hora 14 do dia 16 de Maio de 2012.

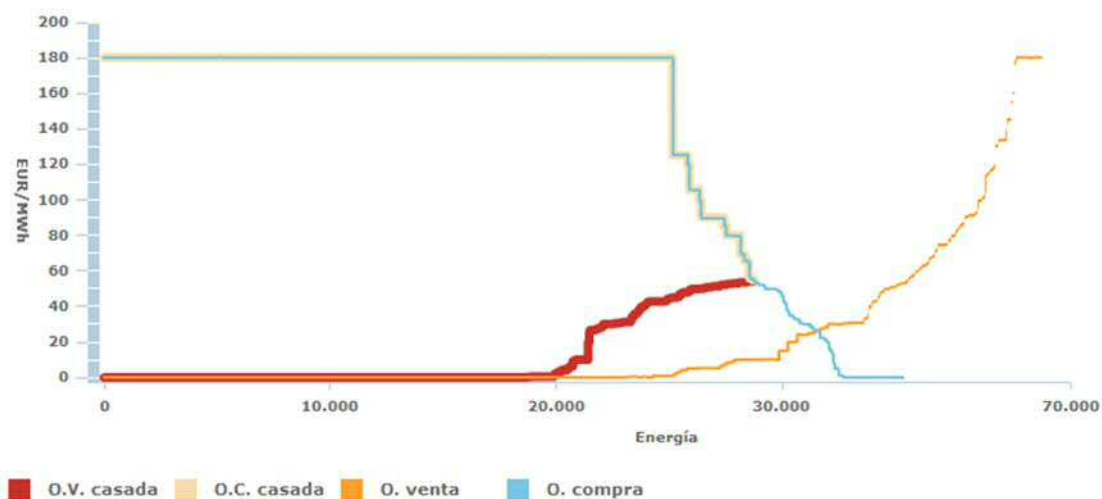


Figura 4.1 - Curvas Agregadas de Oferta e Procura.

Nesta figura o significado de cada curva é o seguinte:

O. venda	Curva ordenada das propostas do lado da oferta;
O. compra	Curva ordenada das propostas do lado da procura;
O.V. casada	Curva das propostas de oferta final;
O.C. casada	Curva das propostas de compra final;

As ofertas das centrais nucleares, as hídricas de fio de água e a produção em regime especial espanhola surgem na parte inferior da curva, porque o seu custo de oportunidade é muito baixo. Ao contrário do que se passa em Portugal, em Espanha os produtores em regime

especial podem participar também no mercado, sendo as suas propostas inseridas neste segmento da curva.

Na zona intermédia da curva de oferta costumam encontrar-se as ofertas das centrais a gás natural de ciclo combinado e das centrais térmicas a carvão, ordenadas em função dos seus rendimentos e das condições dos seus contratos de fornecimento de combustível (contratos *take-or-pay* obrigam a escoar matéria prima).

As centrais hídricas de albufeira costumam surgir na zona elevada da curva, uma vez que o seu custo de oportunidade é elevado em função do preço que esperam receber noutro momento no mercado ou em função da tecnologia substituída. Em contrapartida, as centrais hídricas de fio-de-água costumam surgir na zona inferior da curva, pois possuem uma capacidade de armazenamento bastante reduzida que não lhes permite realizar uma gestão económica da água.

Na zona mais elevada da curva de oferta costumam encontrar-se as centrais térmicas a fuelóleo, que, no caso português, contribuem para a cobertura da procura em épocas extremas do ano, quando parte da potência hidráulica apresentava reservas escassas.

O preço de mercado a que a energia é transaccionada a cada hora acaba assim por depender sempre de uma tecnologia (em certos casos de várias durante a mesma hora, devido a variabilidade intra-horária do diagrama de carga). Essa tecnologia diz-se que marca o preço marginal. Na Figura 4.2 podemos observar as tecnologias que marcaram o preço para Portugal em alguns dias do mês de Maio de 2012.

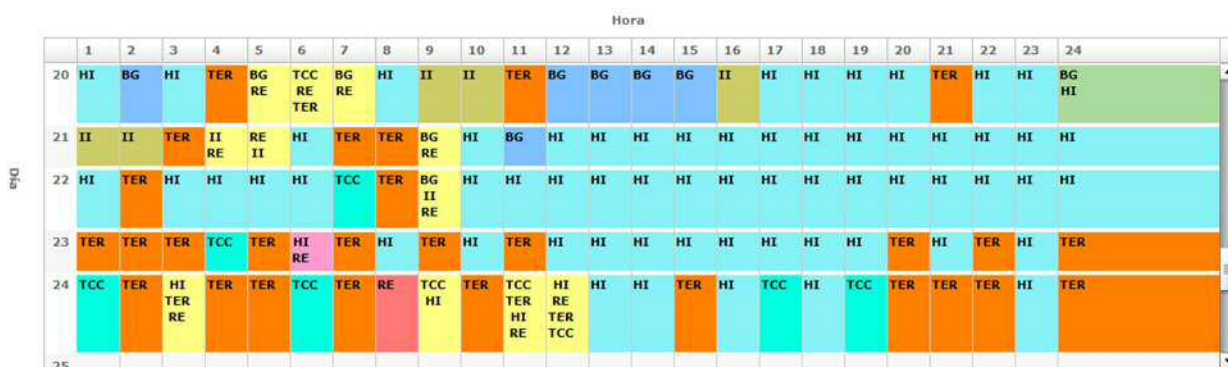


Figura 4.2 - Tecnologias que marcam o preço marginal do mercado diário.

As diferentes tecnologias representadas na figura são:

HI	Produção Hídrica;
BG	Bombagem;
TER	Produção Térmica Convencional;
TCC	Produção Térmica de Ciclo Combinado;
RE	Produção em Regime Especial;
II	Importação Internacional;

Note-se que a tecnologia denominada de “Importação Internacional” se refere a energia gerada fora do sistema integrado ibérico. Quando o preço num dos dois países é definido pela importação a partir de outro, denomina-se MIE ou MIP, conforme a energia tenha origem em Espanha ou em Portugal respetivamente.

Desta maneira, os produtores têm que jogar com o preço oferecido, uma vez que se este for demasiado baixo praticamente garante a aceitação da produção (pode não ser aceite devido a restrições técnicas) mas fica dependente das outras ofertas quanto à remuneração, e se for demasiado alto pode fazer com que a produção não seja aceite. No entanto, é natural que programas de otimização juntamente com experiência adquirida tornem bastante previsível para os produtores quando é que a sua produção será, ou não, aceite.

De um ponto de vista de estrutura de mercado, tendo em conta os pontos enunciados na Secção 3.1 do presente texto, podemos facilmente verificar que, embora o mercado diário disponha de um mecanismo que gera uma certa concorrência entre os produtores, não se aproxima minimamente de um mercado com concorrência perfeita. Na verdade, falha em praticamente todos os pontos, nomeadamente:

Intervenientes são price-takers

- No caso da maior parte dos consumidores isto é verdade, mas no caso dos produtores há algum jogo de oportunidade sobre o qual estes têm, até certo ponto, algum controlo.

Produto homogéneo

- A eletricidade em si é homogénea. No entanto o que é oferecido não é apenas potência elétrica, mas a transformação de uma certa quantidade de um certo tipo de energia primária em elétrica, processos dotado de características muito particulares, e em geral profundamente diferentes uns dos outros.

Informação perfeita

- Este é o único ponto em que o mercado de eletricidade se aproxima mais de um regime concorrencial, dado que as propostas de compra e as ofertas de venda são expressas de maneira clara. No entanto não se pode dizer que haja informação “perfeita” no sentido em que os produtores não apresentam propostas tendo em conta os custos, mas sim os potenciais lucros.

Inexistência de barreiras à entrada ou saída

- A construção de um centro produtor apresenta uma complexidade enorme principalmente pelo investimento que requer, mas também pelo impacto social, pelo facto de existirem locais de instalação rentável limitados (no caso da hídrica e eólica), e bastantes outras razões que criam barreiras, quer à entrada quer à saída. Ambas são importantes, pois se as primeiras impedem a entrada de novos atores potencialmente mais eficientes, as segundas significam que quem detém uma posição (e muito capital investido) não abdica dela.

Livre mobilidade de recursos

- Embora cada vez sejam dados mais passos positivos neste domínio, a mobilidade de recursos está sempre muito limitada às estruturas de rede existentes, e o transporte de eletricidade a grandes distâncias é economicamente inviável. Por outro lado, as matérias-primas, com exceção do carvão (e talvez do urânio) são imprevisíveis (caso das renováveis) ou geográfica e economicamente muito restringidas (caso do gás, tanto pelos contratos de fornecimento como pelos custos de transporte marítimo).

As economias de escala também são bastante significativas, embora não de forma tão vincada como nas atividades de rede. Por estas razões, embora a criação de um mercado organizado de eletricidade tenha sido um passo importante no esforço de liberalização de uma atividade tendencialmente monopolista, e estabeleça bases para que possa haver no futuro trocas livres (no caso do eventual desenvolvimento de tecnologias que tornem economicamente viável a produção dispersa), não se pode concluir que tenha permitido um mercado concorrencial.

Quanto à curva da procura, a procura correspondente aos fornecimentos regulados costuma surgir na parte mais elevada da curva, utilizando o preço instrumental de 180 €/MWh, ao passo que na zona média e baixa costuma surgir o consumo correspondente às centrais hídricas com bombagem e aos comercializadores para os seus fornecimentos no

mercado livre. As ofertas de aquisição no mercado diário não podem integrar condições complexas [37].

Para além do mercado diário, existe também o mercado ibérico intradiário, que foi concebido como um mercado de ajustes com o objectivo de permitir adequar a oferta e a procura de um modo mais preciso e próximo do tempo real que a permitida pelo mercado diário, resolvendo, desse modo, possíveis desajustes em sucessivas etapas da programação. No mercado intradiário, e com o objetivo de rectificar as suas posições anteriores, os agentes com uma posição natural vendedora (produtores) também podem comprar energia, e os agentes com uma posição natural compradora (comercializadores) também podem vender energia [37].

Como se pode verificar, as ofertas de venda, devido a restrições técnicas a vários níveis, raramente poderão ser aceites puramente baseadas no valor da oferta. Ainda assim, da conjugação destas curvas com as restrições existentes resultará sempre a solução com menor custo. Estas restrições podem ser relativas à operação da rede - limites das linhas, indisponibilidade devido a falhas, manutenção programada, acidentes - ou relativas às propostas de venda (oferta). As propostas de venda de energia eléctrica podem ser classificadas como simples ou complexas, dependendo do seu conteúdo. São consideradas propostas simples, as propostas apresentadas para qualquer período horário sem nenhuma condição inicial de restrição, isto é, oferecendo apenas valores de quantidade disponível de preço. As propostas complexas cumprem os requisitos exigidos pelas propostas simples e incorporam também condições complexas. As condições que podem incorporar as propostas complexas são as seguintes:

- Indivisibilidade do 1º bloco;
- Ingresso mínimos;
- Paragem programada;
- Variação da capacidade de produção ou gradiente de carga [43]

Na figura 4.1 podemos observar que devido a estas restrições o preço aumenta muito significativamente. Neste caso o ponto de encontro das duas curvas seria perto de 26,5 €/MWh ao passo que, devido às restrições, subiu quase para o dobro, 55 €/MWh. A quantidade de carga abastecida também diminuiu bastante de 31,5 MWh para 28,7 MWh.

Existe também um tipo de restrição bastante especial, que ocorre quando algum dos troços de interligação entre a rede Portuguesa e Espanhola atinge o seu limite máximo. Quando isto acontece, deixa de existir um preço único e passam a existir dois preços, um

para cada país. Este fenómeno é denominado por “*Market Splitting*”. Esta ocorrência encontra-se ilustrada nas Figuras 4.3 e 4.4, na qual se podem observar as curvas de mercado correspondentes respetivamente, ao sistema Português e Espanhol na hora 14 do dia 13 de Maio de 2012.

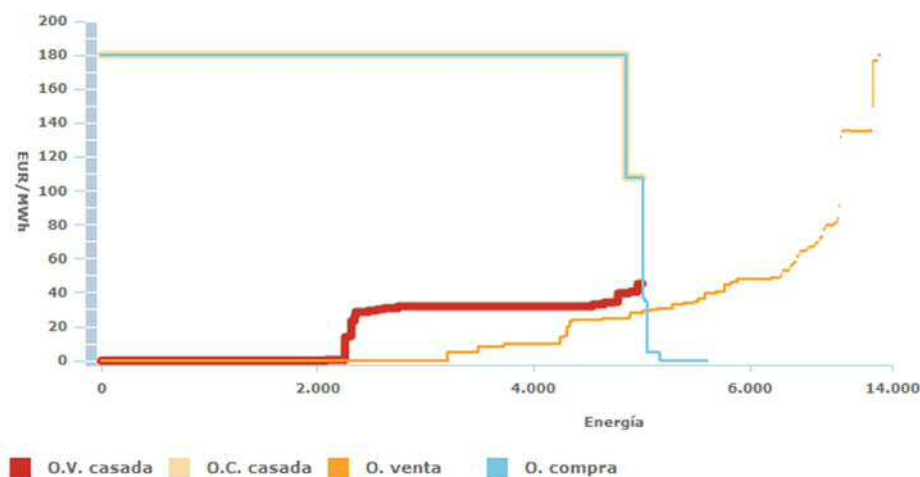


Figura 4.3 - Curvas Agregadas de oferta e consumo: Portugal

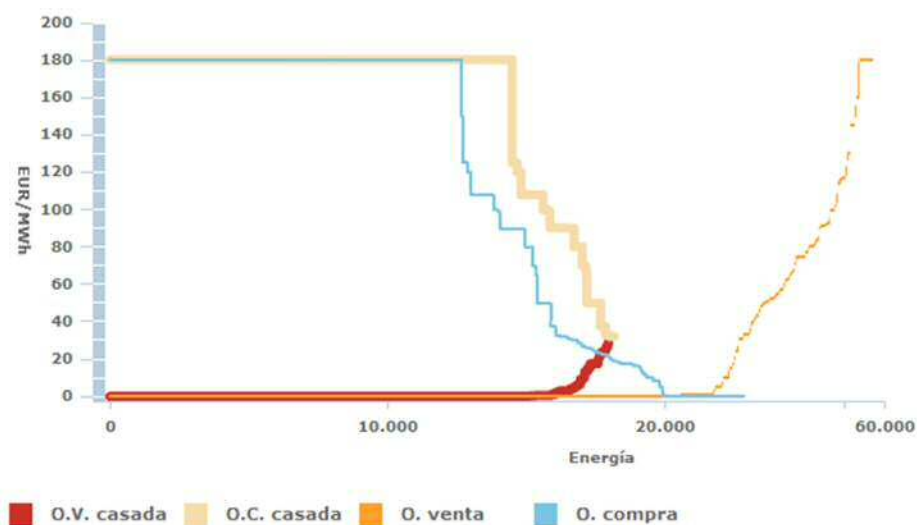


Figura 4.4 - Curvas Agregadas de oferta e consumo: Espanha

O facto de, no caso de Espanha, a curva da procura final contar com mais consumo do que a inicial, deve-se à necessidade de incluir nos cálculos a parte do consumo português que continua a ser suprido pelo sistema eletroprodutor espanhol, através das interligações (saturadas).

Neste caso os preços marginais resultantes foram 45,2 €/MWh para Portugal e 31,91€/MWh para Espanha. Com efeito, desde Dezembro de 2010 que o preço médio mensal Português não é inferior ao Espanhol, tendo inclusivé sido constantemente superior em todos

os meses de 2012 até agora, apesar do reforço de interligação efetuado em Setembro de 2011 entre Tavira e Puebla de Guzman.

4.1.3 - Mercado de Serviços de Sistema

Embora os serviços de sistema sejam contratados diretamente pelos operadores de sistema, a referência a este tópico é de interesse pois trata-se de contratação de potência para resolução de questões técnicas e de desvios que acaba por afetar o preço, ainda que indiretamente (assim como o já mencionado encargo “G”). Em termos de contratação estes podem ser divididos entre:

- Serviços obrigatórios, que não são remunerados e onde estão englobados a regulação de tensão, a reserva primária e o *black start*;
- Serviços complementares, como a compensação síncrona e estática, a reserva, a regulação secundária, a reserva de regulação, a interruptibilidade rápida, o arranque autónomo e o telearranque, que são passíveis de remuneração.

Actualmente, apenas a regulação secundária e a reserva de regulação são remunerados sob a forma de mercado competitivo, sendo que os restantes serviços de sistema podem ser contratualizados bilateralmente. Adicionalmente existe o processo de resolução das restrições técnicas correspondentes aos programas resultantes dos mercados de produção, assim como as que possam surgir em tempo real. Não obstante este processo assentar em mecanismos de mercado, a sua análise não é relevante no âmbito desta dissertação dado que a energia mobilizada é insignificante, como se pode verificar na Figura 4.5 que apresenta os valores de energia mobilizada em diversos processos [37].

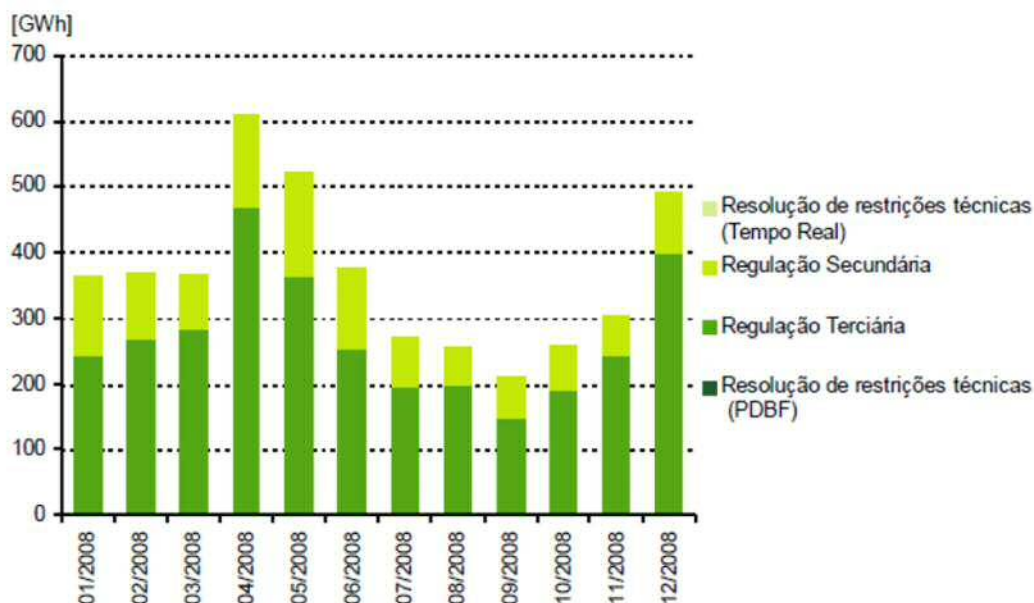


Figura 4.5 - Energia de Regulação em Portugal em 2008

4.1.3.1 - Reserva Secundária

A regulação secundária, associada ao serviço de telerregulação dos grupos geradores, é um serviço de sistema remunerado segundo mecanismos de mercado, sendo a valorização composta por duas parcelas: a banda de regulação secundária, valorizada de acordo com o máximo dos preços marginais da banda de regulação secundária a descer e a subir em cada hora e a energia de regulação secundária, valorizada ao preço da última oferta de energia de reserva de regulação mobilizada em cada hora.

Após o processo de resolução de restrições técnicas, no âmbito do mercado diário, inicia-se o mercado de banda de reserva de regulação secundária no qual os agentes de mercado oferecem, para cada instalação capaz de fornecer o serviço de telerregulação, uma banda de regulação com o preço correspondente, para todas as horas do dia seguinte. Cada oferta tem de cumprir uma relação préestabelecida entre a reserva a subir e a baixar. O início da actuação da regulação secundária não deverá demorar mais de 30 segundos e a sua actuação deverá estar concluída e eventualmente complementada pela acção da reserva de regulação, o mais tardar em 15 minutos.

O custo da banda de regulação perante os desvios é um custo fixo para o sistema, pois existe independentemente da ocorrência de desvios, pelo que é coberto por todo o consumo dos agentes de mercado. A parcela da energia de regulação secundária utilizada é paga por todos os agentes que se desviarem, em cada hora [37]

4.1.3.2 - Reserva Terciária

A reserva de regulação é um serviço complementar, retribuído por mecanismos de mercado, composto por duas parcelas: reserva mínima de regulação terciária e reserva adicional. A reserva mínima de regulação terciária é estabelecida pelo Gestor do Sistema, para cada período de programação, tomando como referência a perda máxima de produção provocada de forma directa pela falha simples de um elemento do sistema eléctrico, aumentada em 2% do consumo previsto.

Para os efeitos da prestação do serviço, define-se reserva terciária como a variação máxima de potência do programa de geração que se pode efectuar numa unidade de produção e/ou área de balanço¹¹ num tempo máximo de 15 minutos, e que pode ser mantida, pelo menos, durante 2 horas consecutivas.

Os agentes de mercado apresentam, entre as 18 e as 21 horas, ofertas de reserva de regulação a subir e/ou a descer para todas as áreas de balanço habilitadas e para cada período de programação do dia seguinte. Em tempo real, o Gestor de Sistema recorre às curvas de ofertas de reserva de regulação apresentadas pelos agentes para mobilizar ou desmobilizar produção/consumo, sendo os agentes de mercado remunerados pelo preço da última oferta mobilizada para subir ou descer. Os sobrecustos originados pela utilização de reserva de regulação são distribuídos pelos agentes de mercado que se desviarem do respectivo programa contratado [37].

4.2 - Comercialização

A comercialização de energia eléctrica era tradicionalmente, como já foi referido, uma actividade atribuída aos distribuidores. Com a liberalização do sector procedeu-se à separação da actividade de comercialização da actividade de distribuição, permitindo assim a entrada de novos agentes, introduzindo a concorrência no sector susceptível de aumentar a eficiência das empresas e de gerar benefícios para os consumidores. O fornecimento de energia eléctrica foi, assim, juridicamente separado da actividade de distribuição.

Neste contexto os clientes passaram a relacionar-se directamente com os comercializadores no que se refere a questões de natureza comercial. O contacto com o distribuidor ficou reservado para matérias relacionadas com as ligações à rede, medição e

¹¹ Uma área de balanço é um conjunto de unidades de produção e bombagem, pertencentes a um mesmo agente, que se encontram interligadas numa área de rede, no qual se agregam os desvios de produção.

outros aspectos relativos à qualidade de serviço técnica. Deste modo, a actividade de comercialização de energia eléctrica, aberta aos agentes de mercado que preencham os necessários requisitos, constitui-se como a última actividade da cadeia de fornecimento.

Os comercializadores podem livremente comprar e vender electricidade. Nesse sentido, têm direito de acesso às redes de transporte e distribuição, mediante o pagamento de tarifas reguladas. Os consumidores podem livremente escolher o seu fornecedor, não sendo a mudança onerada, do ponto de vista contratual.

Com a aproximação da primeira data definida para o início da extinção das tarifas reguladas em BTN, que corresponde à aplicação de uma tarifa transitória¹², deu-se o surgimento de comercializadores em regime de mercado livre apostados na angariação deste tipo de clientes - nomeadamente a EDP, Endesa e Galp - à semelhança do que já vem a acontecer há algum tempo com clientes ligados a níveis de tensão superior. Na Figura 4.6 pode-se observar a evolução do peso do mercado livre no consumo total no último ano [45].

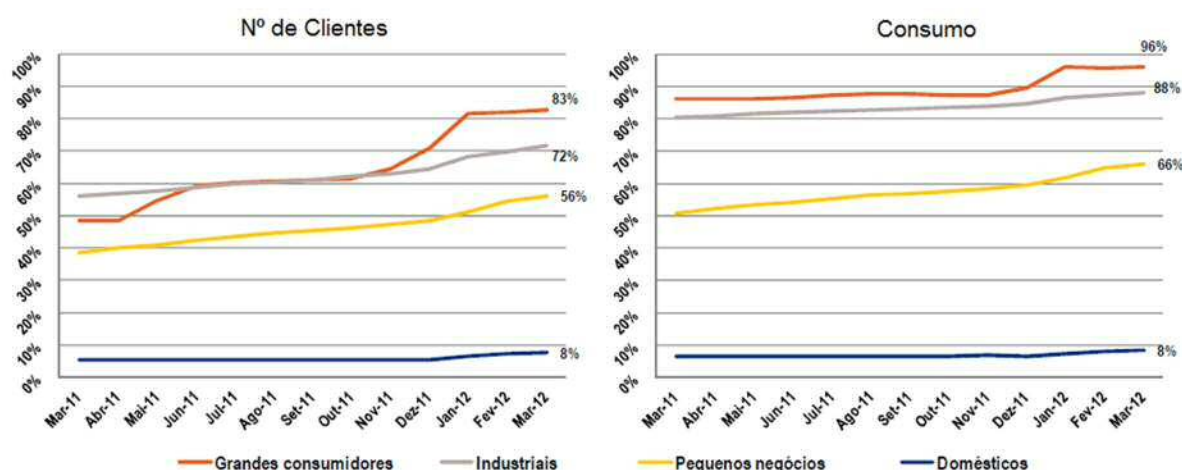


Figura 4.6 - Peso relativo do mercado livre por segmento.

Como pode ser observado, o consumo doméstico está ainda muito preso ao comercializador de último recurso, não tendo registado evolução praticamente nenhuma durante 2011. Nos primeiros meses de 2012 regista-se já uma tendência de subida ligeira, que se prevê mais forte nos próximos meses. Por outro lado, a grande maioria dos consumidores de maior peso já migraram para o mercado liberalizado, tirando partido de ofertas vantajosas oferecidas pelos comercializadores livres. Dado que se trata de clientes individualmente muito significativos, a perspectiva de celebrar contratos com eles levou a uma forte

¹² Durante o mês de Junho de 2012 a ERSE publicou as tarifas a serem aplicadas, a partir de 1 de Julho de 2012 aos consumidores ligados em Baixa Tensão Normal com potência contratada igual ou superior a 10,35 kVA, enquanto os restantes só sofrerão de um agravamento da tarifa a partir de 1 de Janeiro de 2013

concorrência entre comercializadores, (e outras empresas de eficiência energética, com soluções mais completas, das quais fazem parte a escolha do comercializador) resultando na criação de um mercado bastante competitivo e eficiente. Tendo em conta a evolução observada, e o contínuo agravamento das tarifas transitórias, é de esperar que nos próximos anos o CUR alimente apenas uma parte residual desses grandes clientes.

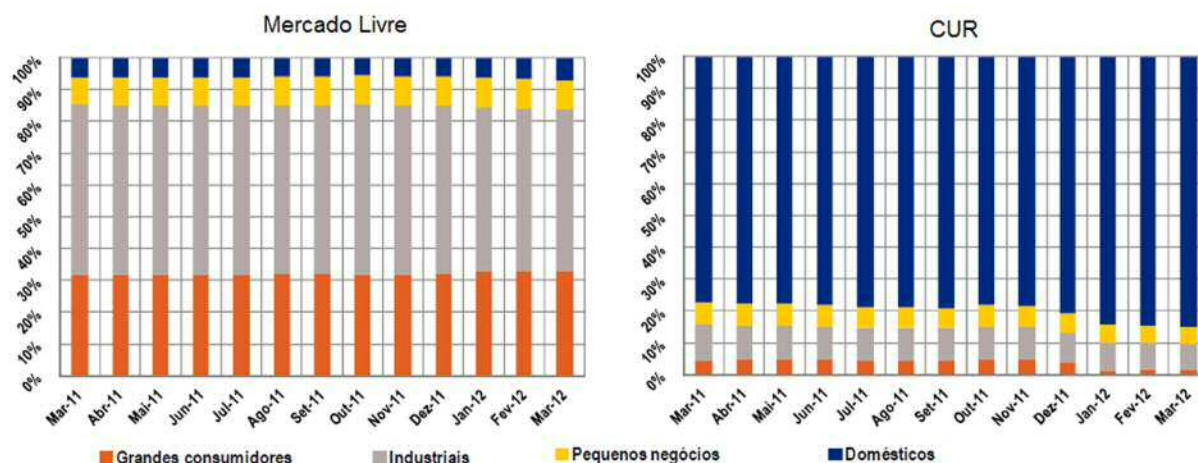


Figura 4.7 - Composição dos mercados livre e regulado em termos de consumo.

Na Figura 4.7 podemos observar o peso relativo de cada tipo de cliente em termos de consumo, tanto no mercado livre como no regulado. Visto que em janeiro de 2012 o consumo em mercado livre já tinha ultrapassado 50% do total (em março era já de 53,1%) podemos tomar os gráficos da Figura 4.7 (particularmente o mês de janeiro) como representativos da distribuição atual do consumo em Portugal. Desta maneira, é visível que o setor doméstico é o que mais peso tem no consumo. Por outro lado, apesar de apenas 8% dos consumidores domésticos se encontrarem em mercado livre, estes já representam cerca de 92% do total de contratos estabelecidos no mercado livre.

Tomando em consideração a evolução do mercado no que diz respeito aos clientes de maior dimensão e o peso do consumo doméstico, por um lado em termos de consumo por outro em termos de número de clientes, pode-se conjecturar que no caso da comercialização em Baixa Tensão Normal se dará o surgimento natural de um mercado igualmente concorrencial devido à elevada quantidade de energia a distribuir, embora não tão eficiente, visto que o elevado número de clientes comporta custos fixos muito maiores para os comercializadores. Os recentes resultados práticos da liberalização do mercado resultam em descontos que rondam os 5% na tarifa de energia. Como já foi referido, o peso médio da tarifa de comercialização no preço final é de cerca de 3%, o que não indicia uma grande margem para redução de preços, pelo contrário. Convém porém notar que a margem de comercialização não é o único aspeto que depende exclusivamente do comercializador.

Tendo em conta também a cada vez maior consciencialização da população sobre questões de eficiência energética e a perspectivada implementação de várias medidas e equipamentos, nomeadamente *smart meters*, é de esperar que surjam, futuramente, propostas de tarifários mais complexos e interessantes para a comercialização a nível doméstico (com vários períodos horários).

Tomando ainda outra perspetiva, e observando os diferentes tipos de custos que o comercializador repercute nas tarifas cobradas ao cliente representados na Figura 4.8 (que usa a mesma fatura-tipo da Figura 3.10), podemos verificar que a maior parte, 54%, se encontra fora do seu controlo. Os restantes 46% são completamente da responsabilidade do comercializador.

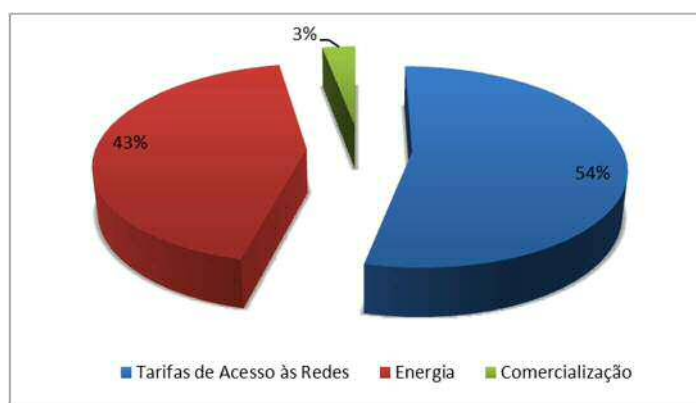


Figura 4.8 - Decomposição de uma fatura típica em três parcelas.

No entanto, note-se que estes valores foram obtidos com base nos valores publicados pela ERSE para 2012, que incluem uma estimativa do custo da energia (68,65 €/MWh) que pode não corresponder ao realmente verificado. Com efeito, se observarmos os valores que vigoram em contratos de futuros celebrados no OMIP para contratos de energia até ao final do ano, os preços variam entre 45,78 €/MWh e 59,15 €/MWh. Mesmo admitindo que o preço médio de aquisição de energia até ao fim do ano seja o mais desfavorável, este valor permite um desconto de até 6,8% na tarifa de energia, supondo a manutenção de uma margem de comercialização de 2,5 €/MWh (igual à da tarifa regulada). Esta folga indicia a possibilidade de uma redução maior de preços relativamente à tarifa regulada, dependendo agora da estratégia comercial futuramente adotada pelos comercializadores. Visto que os custos neste setor são essencialmente fixos, é justificável que não se dê uma redução mais significativa até que o mercado livre tenha mais aceitação entre os consumidores domésticos.

Capítulo 5

Produção de Energia

A produção de energia sempre foi dos temas mais debatidos e polémicos, mas nunca consensuais. A dificuldade em chegar a conclusões práticas nesta área tem razões de vários tipos, com diversas motivações. Mesmo de uma perspectiva puramente técnica é, ainda assim, bastante difícil resolver a problemática da produção, optimizando o funcionamento do sistema de modo a gerar eficiências globalmente benéficas. A complexidade e a envolvente social e ambiental do sistema eletroprodutor, tal como não linearidades, incertezas quanto à evolução dos mercados energético e financeiro, a interacção com outros sistemas e o próprio sistema de mercado tornam extremamente difícil garantir que uma determinada solução é a melhor.

Neste capítulo serão analisadas as diversas tecnologias de produção de energia, tendo em conta especialmente os tipos de custos que comportam, e a maneira como influenciam o preço de mercado.

5.1 - Dados

Várias considerações foram tomadas para a recolha dos dados analisados, pelo que se torna crítico para o rigor do texto enumerar e clarificar cada uma delas.

Os dados relativos à produção utilizados foram os **dados médios mensais** que constam dos relatórios das empresas “Redes Energéticas Nacionais” (REN) e “*Red Eléctrica de España*” (REE) desde janeiro de 2007 até aos relatórios mais recentes disponíveis à data da escrita deste documento. A razão para a utilização destes dados e não os que constam do *site* do Operador de Mercado, prende-se com o facto de nem toda a produção ibérica ser transaccionada em mercado (apenas cerca de 56% como referido em 4.1), não deixando ainda

assim de afetar o preço de mercado, pois alimenta carga que, de outra maneira, teria de negociar em *pool*.

Houve também uma preocupação em diferenciar entre produção de origem hídrica em centrais de albufeira e centrais de fio de água. No entanto, há uma falha de informação a esse nível nos relatórios da REE, pois estes apresentam apenas o valor total da energia proveniente de centrais hídricas em cada mês. Para obter uma estimativa credível das parcelas que constituem este total, teve-se em conta que:

- Enquanto que, em Portugal, a relação média entre os dois tipos de produção é 40-60 (40% albufeira e 60% fio de água), em Espanha há uma predominância de produção a partir de centrais hídricas de albufeira, cerca de 55%¹³;
- Dado que, por um lado estamos a falar de países vizinhos, e portanto sujeitos a regimes meteorológicos similares, e por outro concorrentes diretos num mesmo mercado, é razoável supor que a relação proporcional entre os dois tipos de produção em Portugal, reflete o comportamento da produção hídrica em Espanha, isto é, se num dado mês há uma elevada produção proveniente de centrais a fio de água em Portugal, o mesmo acontecerá em Espanha.

Tendo em conta estas considerações, foi usada a equação (5.1) para calcular a parcela da produção hídrica em Espanha referente a centrais de fio de água. O restante corresponde a produção proveniente de centrais com albufeira.

$$Hf_{ESi} = H_{ESi} \times \frac{Hf_{PTi}}{Hf_{PTi} + Ha_{PTi}} \times F_a \quad (5.1)$$

Nesta equação o significado de cada termo é o seguinte:

H_{ESi}	Quantidade de energia hídrica total, em Espanha, no mês <i>i</i> .
Hf_{ESi}	Quantidade de energia hídrica de fio de água, em Espanha, no mês <i>i</i> .
Hf_{PTi}	Quantidade de energia hídrica de fio de água, em Portugal, no mês <i>i</i> .
Ha_{PTi}	Quantidade de energia hídrica de albufeira, em Portugal, no mês <i>i</i> .
F_a	Fator de ajuste de potencial produtor.

O fator de ajuste de potencial produtor foi obtido de forma iterativa, de maneira a ajustar a relação entre os dois tipos de produção à realidade, ou seja, que em média a

¹³ Estimativa disponibilizada pelo Prof. Dr. António Carlos Sepúlveda Machado e Moura, DEEC, FEUP.

produção proveniente de centrais de albufeira correspondesse a 55% do total. A ausência deste fator significava não ter em conta que, a título de exemplo, uma distribuição a nível de produção mensal de 50% fio de água e 50% albufeira tem significados diferentes num sistema dominado por fio de água e num sistema dominado por albufeira.

A nível da produção térmica foram necessários vários valores que a empresa não estava em condições de fornecer. Desta maneira, não sendo possível ter acesso aos dados concretos, foram usados índices internacionais disponíveis para estimar o preço dos combustíveis [46] [47], valores de conteúdo energético médio dos mesmos [48] [49] e valores dos rendimentos médios dos diversos tipos de centrais fornecidos pelo Prof. Dr. António Carlos Sepúlveda Machado e Moura. Os valores obtidos para os dois últimos itens estão representados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Valores de referentes à produção térmica.

	Fuel		Gás Natural		Carvão		Urânio	
Rendimento	40%		55%		40%		40%	
Conteúdo Energético	42,3 x 10 ⁶	J / Kg	8600	kcal / m ³	6000	kcal / kg	3,7 x 10 ¹³	J / Lb

5.2 - Produção Hídrica

A energia hídrica apresenta características únicas e diversas vantagens para o sistema elétrico e não só. Apesar da sua utilização na Península Ibérica ser relativamente limitada - tanto pela escassez de locais adequados à sua instalação como pela dependência do clima (como é comum em energias renováveis) - e das mudanças que a instalação da barragem necessária ao seu funcionamento provocam na paisagem e no ecossistema da região serem muitas vezes alvo de crítica, a produção hídrica goza de particularidades inegavelmente vantajosas, como sejam:

- Energia renovável e endógena;
- Única forma de energia renovável economicamente viável regulável;
- Única forma de energia, renovável ou não, que permite a reversão do processo com perdas economicamente aceitáveis, o que a torna a forma mais viável de armazenamento de energia;
- Capacidade de resposta e de disponibilização de potência de um modo muito rápido, permitindo uma boa capacidade de regulação, tanto primária como secundária;

- Grande capacidade de armazenamento de energia;
- Criação de reservas de água para regadio na região.

Em termos de preço, como o custo de oportunidade é normalmente baixo, pelo menos comparativamente com a maior parte da produção térmica, é de supor que um aumento na sua utilização faça baixar o custo global da produção de energia, e portanto o preço. A Figura 5.1 confirma isso mesmo, comparando a percentagem de utilização de hídrica fio de água e hídrica de albufeira, com o preço de mercado.

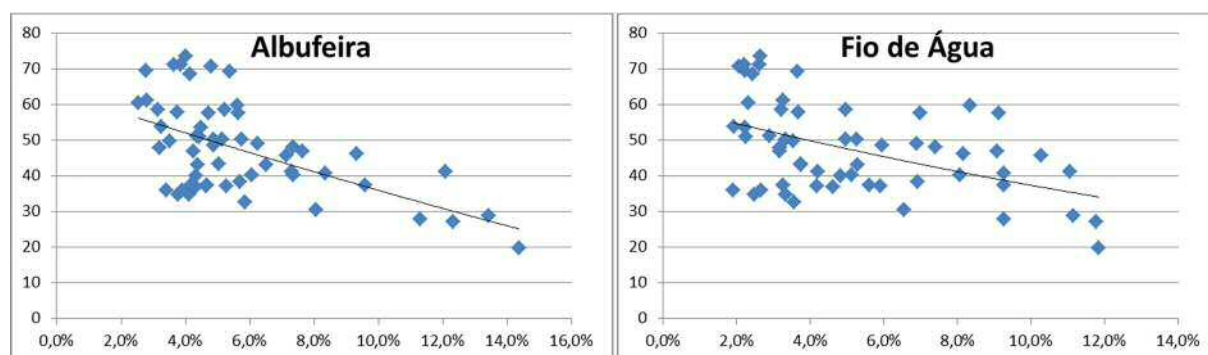


Figura 5.1 - Utilização de hídrica (%) e preço de mercado (€/MWh)

Como é possível observar, ambas as tecnologias estão associadas a uma descida de preços de mercado. No entanto, verifica-se uma clara diferença na dispersão dos dois tipos de produção.

As centrais a fio de água apresentam uma distribuição bastante dispersa por todo o gráfico, sendo no entanto clara a correlação entre um aumento da produção e a diminuição do preço. O impacto na diminuição do preço não é tão acentuado como no caso da albufeira, pois embora as centrais a fio de água apresentem propostas com custo de oportunidade nulo, diminuindo a necessidade do sistema encaixar propostas mais caras, apenas dispõem de uma janela de gestão de cerca de dois ou três dias¹⁴. Isto origina que a sua operação seja mais ou menos previsível, o que as impossibilita de controlar o preço.

Já no caso das centrais de albufeira é claro que a sua utilização acima de um certo nível (~6%) limita bastante o preço de mercado. No entanto, isto acontece apenas quando a central dispõe de muita água, e se vê obrigada a turbinar. Durante a maior parte do tempo estas centrais tendem a controlar a sua produção, utilizando-a nos períodos em que o preço é mais alto de modo a maximizar o seu lucro, como se pode verificar pela grande concentração de

¹⁴ Este é um valor médio, e depende naturalmente do regime de caudais, mediante o qual a capacidade de gestão pode variar entre semanas ou apenas algumas horas.

pontos na zona entre os 3% e os 6%. Este comportamento é confirmado pela diferença entre a distribuição dos dois tipos de hídrica, pois há alturas de alta hidraulicidade (indiciada por um volume elevado de produção de fio-de-água) em que as centrais de albufeira armazenam água, turbinando menos. É importante referir que, ainda assim, e não obstante de haver uma racionalização da produção pela parte das centrais de albufeira, nestas alturas a produção das centrais de albufeira aumenta também claramente, como podemos observar na Figura 5.2. Este tipo de gestão não é apenas positiva para as centrais, em termos de maximização do seu lucro, mas para o sistema em si, pois previne o surgimento de picos exagerados no preço, em horas de maior consumo, justificados pelos custos de funcionamento de centrais térmicas mais flexíveis.

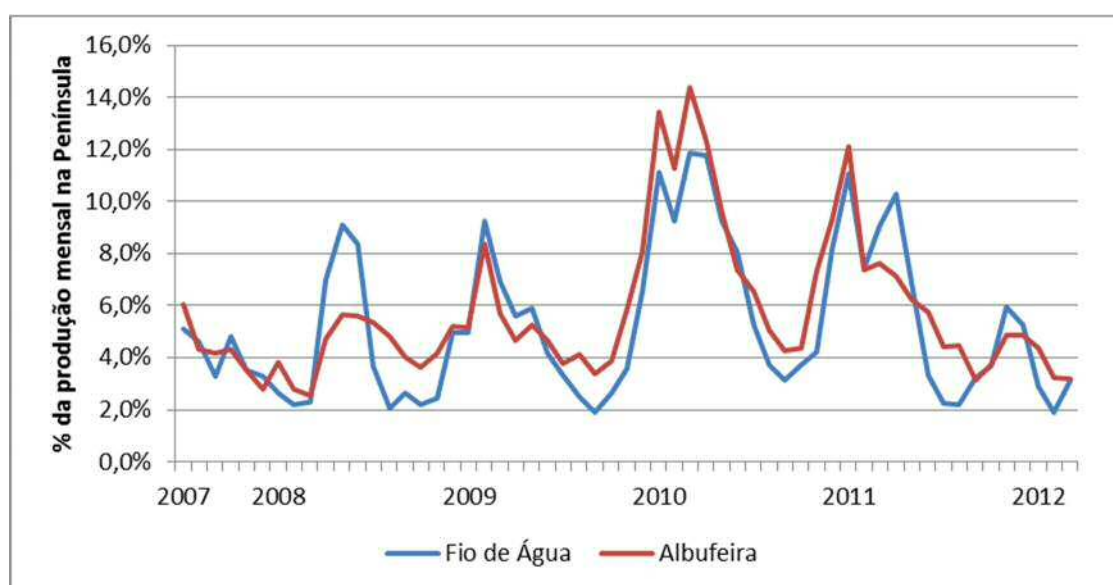


Figura 5.2 - Produção dos dois tipos de centrais hídricas.

Para além do efeito no preço, a utilização de energia hídrica comporta um outro aspeto com efeitos importantes a nível macroeconómico, que corresponde à diminuição da utilização de produção térmica, nomeadamente da produção em centrais de carvão, como podemos verificar pela Figura 5.3.

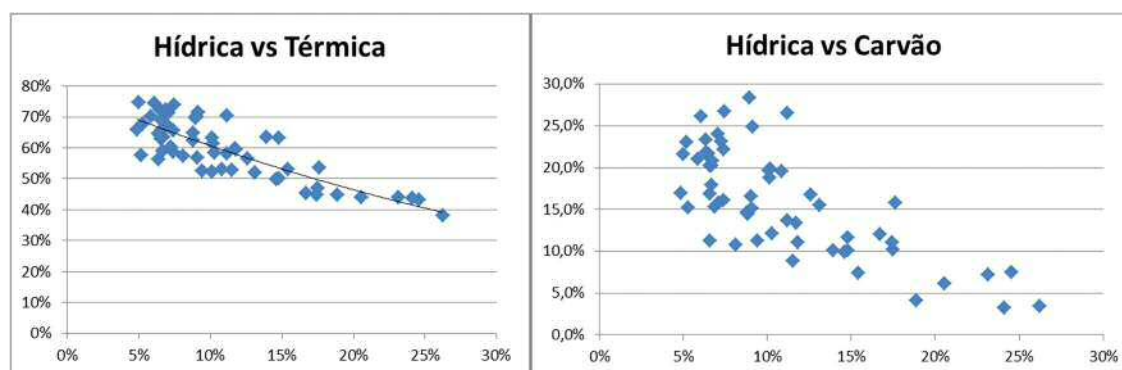


Figura 5.3 - Relações entre a produção hídrica e térmica, e hídrica e a carvão.

Convém ressaltar que esta observação é importante apenas desse ponto de vista, pois contrariamente ao que se poderia esperar, uma menor quantidade de produção térmica no sistema (e portanto menor volume de combustíveis utilizados), não está necessariamente relacionada com uma baixa de preços, como será verificado mais adiante.

5.3 - Produção Térmica

A produção térmica aqui considerada consiste em quatro tecnologias diferentes: termonuclear, a carvão, gás de ciclo combinado (normalmente denominada pela sigla CCGT “*Combined Cycle Gas Turbine*”) e centrais a Gasóleo/Fuelóleo. A vantagem principal deste tipo de produção resulta da sua elevada disponibilidade para variar conforme a necessidade do consumo, pois as reservas dependem quase completamente da gestão que é realizada. Por outro lado, depende da utilização de combustíveis fósseis importados que determinam quase totalmente os custos variáveis destas centrais. Este é um problema sério pois, por um lado, apenas na termonuclear estes custos são desprezáveis, e, por outro, o preço destes combustíveis tem atingido níveis muito altos.

O preço do petróleo é muitas vezes apontado como condutor do preço da eletricidade. Se por um lado é verdade que os contratos de fornecimento das matérias-primas estão indexados ao preço de mercado do *crude*, essa relação não é simples. Como se pode verificar pelas Figuras 5.4 e 5.5, não é possível estabelecer qualquer correlação entre o preço do barril de *BRENT* e o preço da eletricidade.

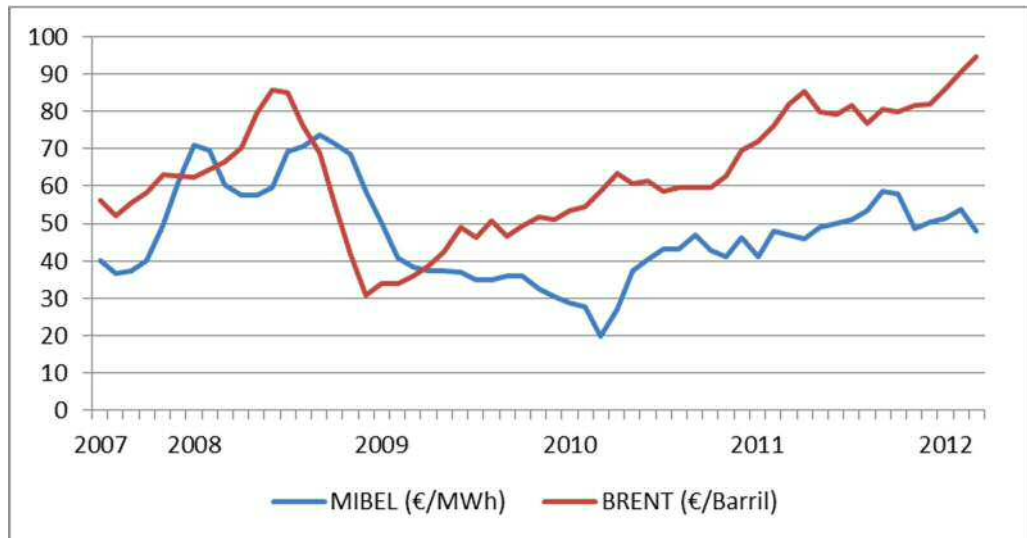


Figura 5.4 - Preços médios mensais do barril de Brent e do MWh no MIBEL.

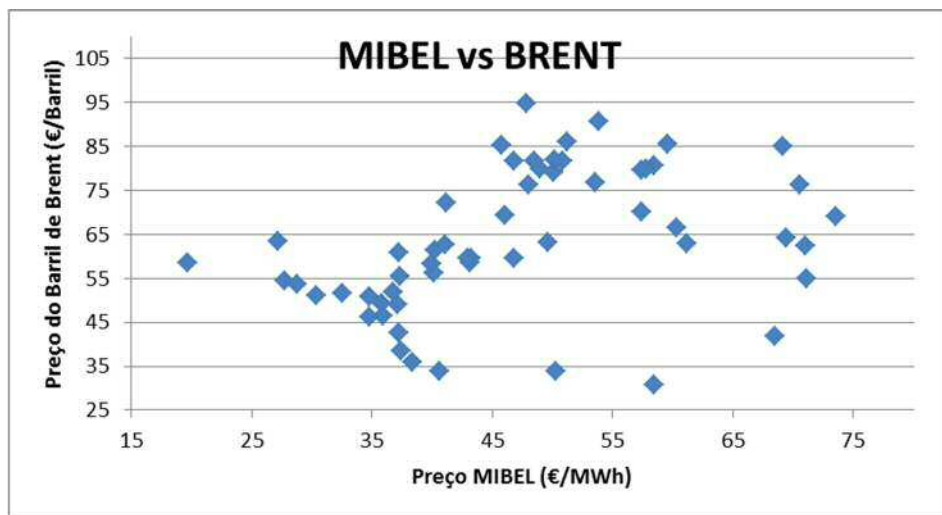


Figura 5.5 - Relação entre o preço do MIBEL e o preço do barril de BRENT

Abordando o problema de outra forma, foi realizada uma estimativa do custo médio para o sistema em termos de matéria-prima usada na produção térmica. Tendo em conta os dados históricos encontrados e os valores apresentados na Tabela 5.1, foram calculados os custos médios de combustível de cada um deste tipo de centrais em cada mês de acordo com as equações (5.2) a (5.5)¹⁵.

$$\text{€/M} \quad c_{MedFuel} = \frac{\text{€}}{\text{\$}} \times \frac{\text{\$}}{\text{Kg}} \times \frac{\text{Nº de Kg usados}}{\text{MWh produzidos}} \quad (5.2)$$

$$\text{€/MWh} \quad c_{MedCCGT} = \frac{\text{€}}{\text{\$}} \times \frac{\text{\$}}{\text{m}^3} \times \frac{\text{Nº de m}^3 \text{ Usados}}{\text{MWh produzidos}} \quad (5.3)$$

¹⁵ Os valores em €/MWh não dependem da quantidade de energia transformada em cada mês. O problema foi exposto desta forma apenas para evitar a utilização de fatores de conversão menos claros.

$$\text{€/MWh}_{\text{CMedCarvão}} = \frac{\text{€}}{\text{\$}} \times \frac{\text{\$}}{\text{Tonelada}} \times \frac{N^{\circ} \text{ de Toneladas Usadas}}{M \text{ produzidos}} \quad (5.4)$$

$$\text{€/MWh}_{\text{CMedNuc}} = \frac{\text{€}}{\text{\$}} \times \frac{\text{\$}}{\text{Lb de Urânio}} \times \frac{N^{\circ} \text{ de Lb de Urânio Usadas}}{M \text{ produzidos}} \quad (5.5)$$

A quantidade de combustível usado em cada tipo de produção foi calculada simplesmente convertendo a quantidade de MWh produzidos em energia primária, e multiplicando pelo rendimento típico da central respetiva. A Tabela 5.2 apresenta as colunas iniciais da folha de cálculo, ilustrando a forma como este cálculo foi realizado.

Tabela 5.2 - Cálculo de valores referentes à produção térmica.

Fuelóleo	Jul-07	Aug 2007	Sep 2007
€/kg	0,45175	0,465	0,458
kg	5905256795	5,43E+09	5470597787
€	2667699757	2,53E+09	2505533786
€/MWh	96,4426361	99,27134	97,77692824
Gás Natural Russo	Jul-07	Aug 2007	Sep 2007
\$ / 1000 m3	280,44	280,44	280,44
m3	1421933703	1,12E+09	1223049097
\$	398767087,7	3,13E+08	342991888,7
\$/MWh	51,16990731	51,16991	51,16990731
€/MWh	37,29324249	37,5559	36,79300547
Carvão Australiano	Jul-07	Aug 2007	Sep 2007
\$ / Ton	72,12	74,3	73,33
Ton	2635178,458	2600656	2461849,307
\$	190049070,4	1,93E+08	180527409,7
\$/MWh	25,93464388	26,71858	26,36976478
€/MWh	18,90147968	19,60997	18,96081019
Urânio	Jul-07	Aug 2007	Sep 2007
\$ / Lb	131,5	109,6	85
lb	985,2	1015,2	1246,0
\$	129556,0924	111269	105913,3139
\$/MWh	0,032084223	0,026741	0,020738851
€/MWh	0,023383367	0,019626	0,014911981

O custo apresentado corresponde apenas ao custo de combustível, ou seja, se não trata sequer da totalidade dos custos variáveis (por exemplo manutenção) e ignora completamente os custos fixos, que foram impossíveis de obter. Como podemos confirmar pela Tabela 5.2 a produção nuclear é um tipo de produção térmica bastante diferente das outras, pois os seus

custos variáveis representam valores irrisórios, enquanto que os custos fixos, de investimento, são muitíssimo elevados. Por esta razão, na hipótese formulada de seguida estes serão ignorados.

A hipótese é de que sejam os preços destes tipos de produção - carvão, gás, fuel - a determinar o preço. A razão para a formulação desta hipótese prende-se com o facto de estas centrais terem um custo de oportunidade mais alto do que as outras, isto é, só lhes compensa produzir a partir de um certo preço de mercado, sob pena de produzirem abaixo dos seus custos. Foi então calculado o preço médio ponderado da produção térmica e comparado com o preço de mercado da eletricidade. O resultado obtido está ilustrado nas Figuras 5.6 e 5.7. Na Figura 5.6 o preço do MIBEL está indicado no eixo da esquerda, e o da produção térmica no da direita.

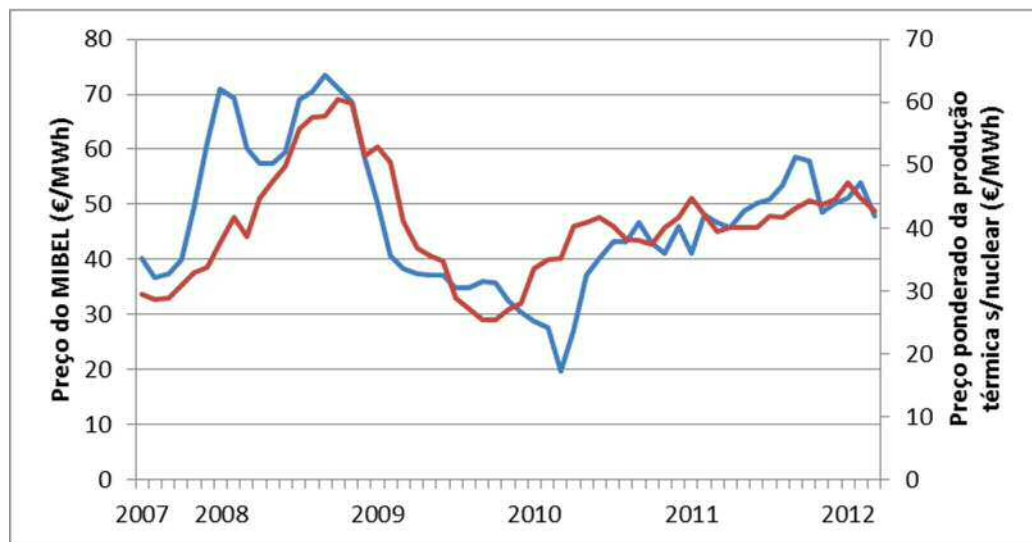


Figura 5.6 - Curvas de preço do mercado diário (a azul) e da produção térmica exceto nuclear (a vermelho)

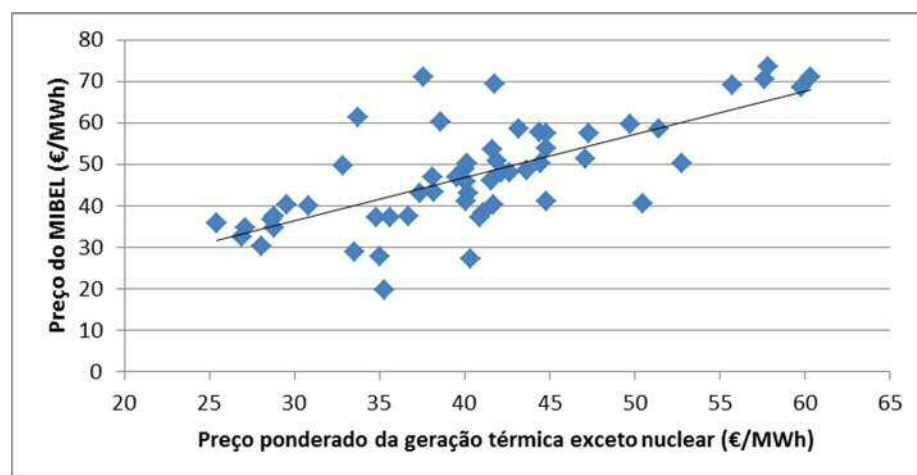


Figura 5.7 - Relação entre o preço da produção térmica e o preço do MIBEL

Observa-se uma relação bastante direta entre os dois preços, o que até certo ponto confirma a hipótese formulada. Há, no entanto, duas zonas na Figura 5.6 (início de 2008 e primeiro trimestre de 2010) em que os dois gráficos divergem bastante. Para descobrir a causa desta disparidade foi comparada a relação entre estes dois valores (preço da produção térmica exceto nuclear / preço MIBEL) com os vários tipos de produção. Foi encontrada uma correlação bastante forte entre este índice e a hídrica, mais especificamente hídrica de albufeira. As Figuras 5.8 e 5.9 representam graficamente essa relação. Na Figura 5.8 a correlação é representada no eixo vertical esquerdo e a produção de albufeira no direito.

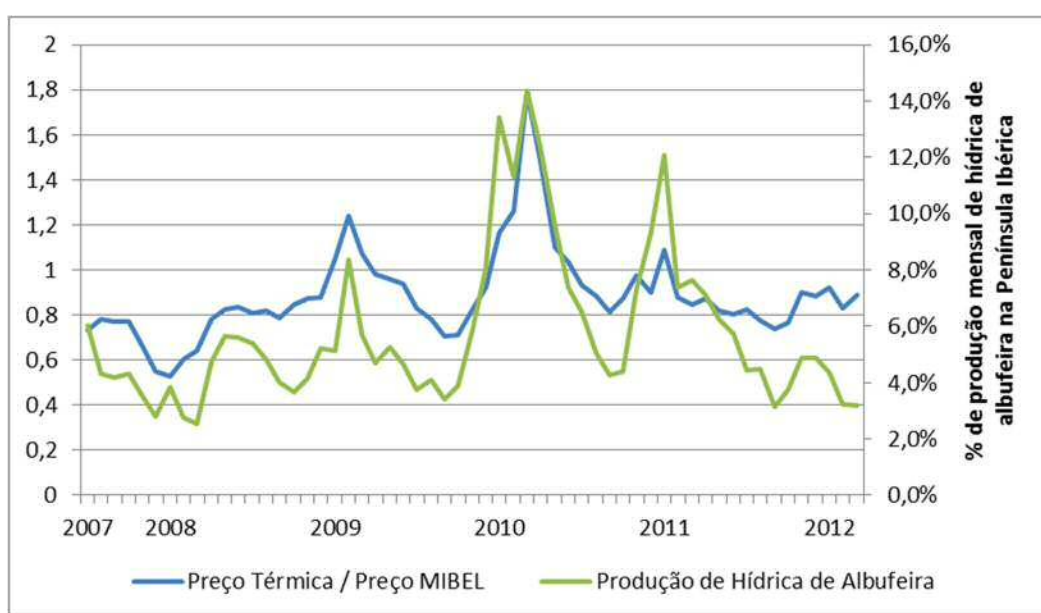


Figura 5.8 - Valores da relação entre preços térmica / MIBEL e hídrica de albufeira.

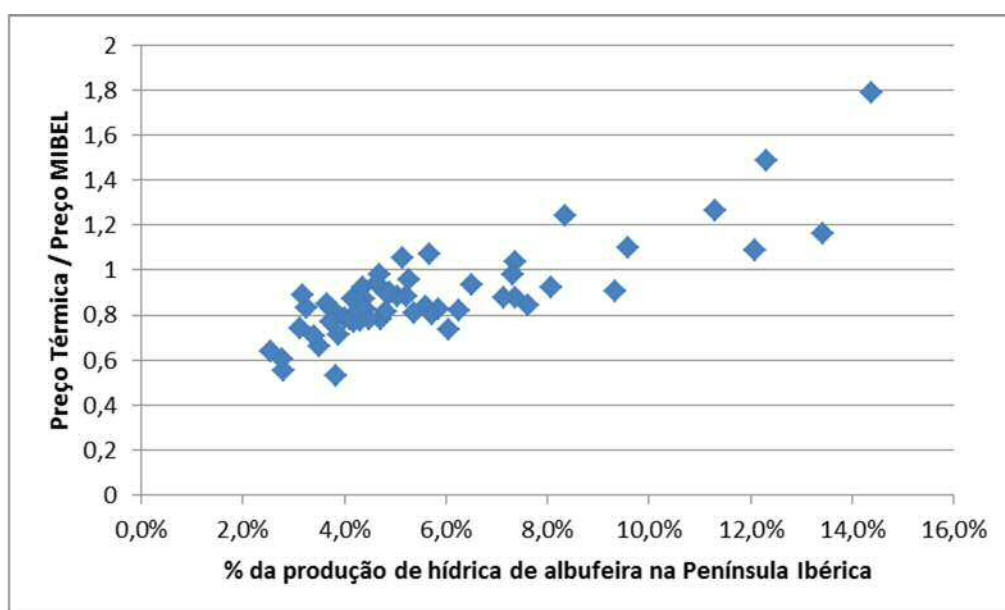


Figura 5.9 - Relação entre hídrica de albufeira e o índice preço térmica / MIBEL.

Foram analisadas muitas outras variáveis, mas mais nenhuma apresentou uma correlação visível. Apenas a produção em centrais a fio de água tem alguma relação, mas isso é devido ao efeito explicado na Figura 5.2. A divergência causada por uma produção excecionalmente elevada ou baixa por parte das centrais de albufeira deve-se, em princípio, às características únicas deste tipo de produção, nomeadamente à sua capacidade de substituir as centrais mais caras, oferecendo um preço competitivo quando dispõe de muita água, e retirando pressão, a nível de preço, à produção térmica quando as reservas se encontram baixas.

Desta feita, pode-se concluir que o preço de mercado do MIBEL depende essencialmente do preço médio ponderado dos combustíveis usados, sendo essa dependência quebrada apenas por picos de produção de energia hídrica a partir de centrais com albufeira.

Já o preço médio da produção térmica depende essencialmente da relação entre o preço da produção térmica a carvão e a CCGT. A Figura 5.10 mostra a evolução do custo de produção destes dois tipos de produção. Como se pode facilmente observar, a diferença de preços entre a produção a gás natural e a carvão tem aumentado, possivelmente devido ao facto de que o preço do carvão, ao contrário do gás natural ter uma indexação fraca ao preço do petróleo.

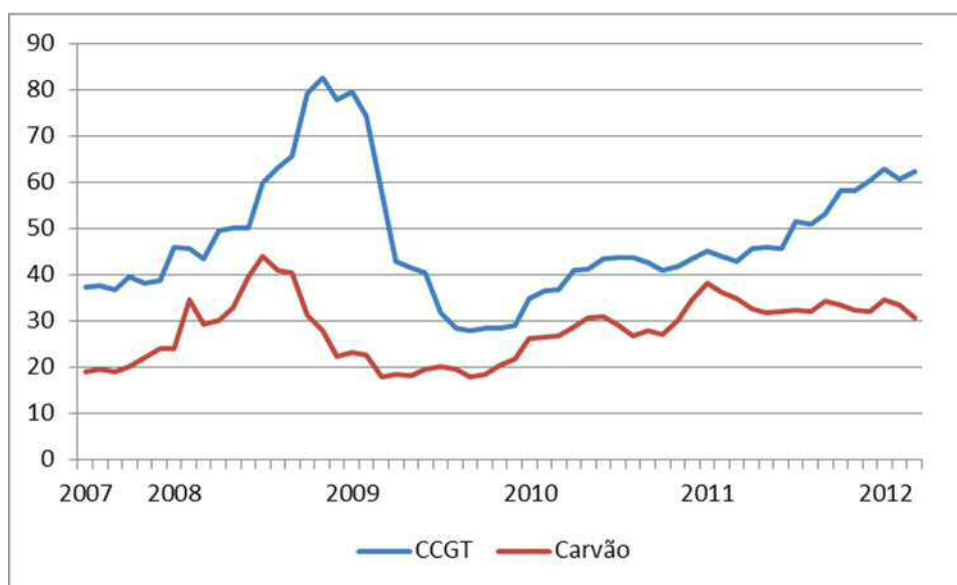


Figura 5.10 - Preços da produção a carvão e CCGT (€/MWh)

5.4 - PRE

A Produção em Regime Especial não faz depender a sua remuneração do preço de mercado pois, como o nome indica, trabalha sob um regime especial de preços garantidos. Embora isto faça com que o seu custo de oportunidade seja nulo, este tipo de produção não

deixa de afetar o preço de mercado. Sob este regime operam várias formas de produção, que incluem (mas não estão limitadas) a solar, a eólica, a mini-hídrica, a cogeração (renovável ou não), energia da biomassa e ainda energia das ondas e marés.

Podemos dividir toda a produção deste tipo em duas parcelas, no que diz respeito ao seu impacto no sistema, e portanto no preço: a energia eólica e as restantes. Esta divisão justifica-se pelo facto de a primeira, quer pela dimensão quer pela incerteza associada à sua produção, ter um grande impacto no sistema e, por consequência, no preço da eletricidade. As restantes, apesar de comportarem um grande peso tanto a nível monetário como a nível da quantidade de energia produzida, não variam de forma imprevisível de mês para mês e, portanto, a sua análise não pode ser feita da mesma maneira que para a eólica. A Figura 5.11 mostra o peso relativo de cada forma de PRE quanto à produção e ao sobrecusto (importância paga acima do preço de mercado) para o sistema previsto para 2012 [30].

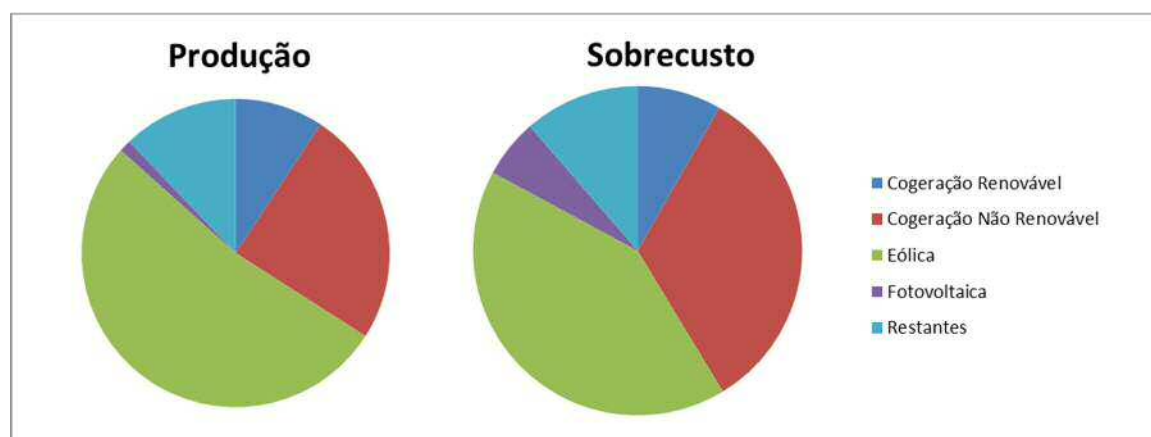


Figura 5.11 - Comparação entre o volume de produção e custo da PRE

A cogeração, que representa a maior parte da PRE não-eólica, não é tratada propriamente como uma forma de produção de energia, mas sim como uma medida de eficiência energética, pois trata-se, por exemplo, de otimizar o funcionamento de instalações fabris existentes, e nunca deveria corresponder à construção de centrais especificamente para o efeito. Já as outras tecnologias abrangidas pela PRE correspondem em geral a projetos que visam não a produção economicamente sustentável de energia mas sim a promoção de formas de produção de energia alternativas.

Quanto à eólica, embora a absorção por parte do sistema desta forma de produção se processe de maneiras diferentes nos dois países, o seu impacto no sistema e consequentemente no preço de mercado é similar pois, se de uma maneira aumenta a oferta, da outra diminui o valor da carga a alimentar pelas restantes formas de produção. A Figura

5.12 mostra a relação entre a quantidade de energia elétrica gerada a partir de fonte eólica num dado mês e o preço médio do MIBEL nesse mês.

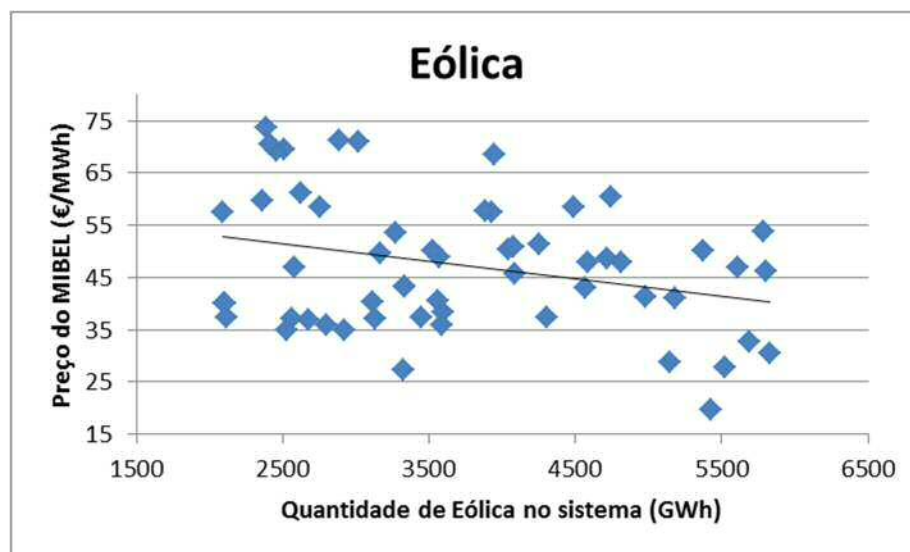


Figura 5.12 - Relação entre eólica e preço do MIBEL

Como se pode verificar, uma maior presença de energia eólica tende a reduzir o preço, a cerca de 3,25€/MWh por cada 1000 GWh gerados, segundo a linha de tendência apresentada. No entanto, já verificamos que o preço depende essencialmente do preço médio da produção térmica e da quantidade de hídrica que pode substituir, pelas suas características, a produção térmica. É bastante claro que a produção eólica, por estar completamente dependente do vento, não se pode equiparar à hídrica e, portanto, descarta-se imediatamente a hipótese de o efeito ocorrido ser similar. Resta então saber de que maneira a produção eólica afeta o preço médio da produção de energia térmica. Com efeito, foi encontrada uma forte relação entre a produção de energia eólica e um tipo de produção térmica: a gás natural. A Figura 5.13 mostra nitidamente que quando há grande produção de energia eólica, a produção das centrais CCGT baixa, o que tem também implicações a nível macroeconómico.

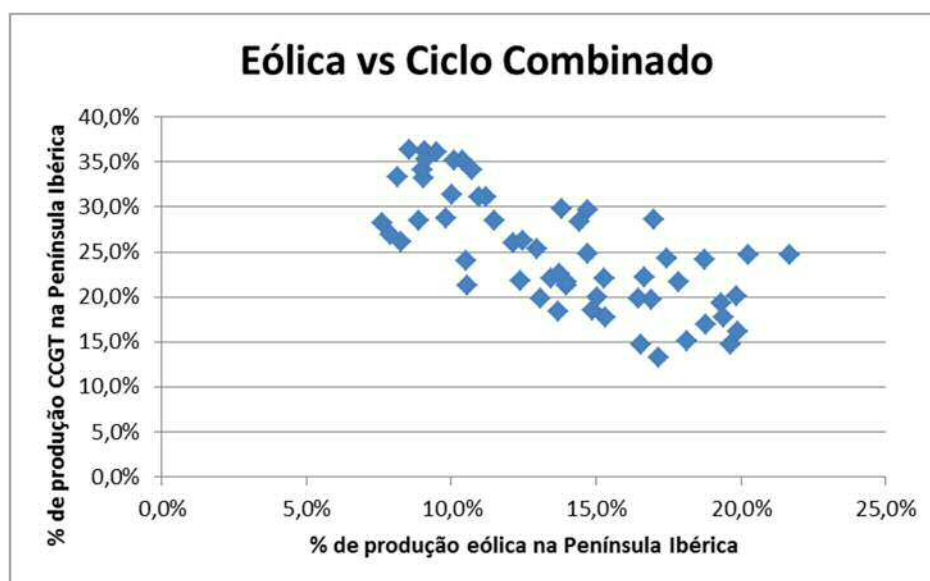


Figura 5.13 - Relação entre a produção eólica e a ciclo combinado

Como já foi apontado na Secção 5.3, o custo variável das centrais a gás é mais elevado do que o das centrais a carvão (e essa diferença tem aumentado ultimamente), pelo que diminuindo a produção deste tipo causa uma baixa no preço médio da produção térmica, baixando o preço de mercado.

Ainda outro efeito da utilização de energia eólica, corresponde ao aumento da necessidade da contratação de reserva. Dada a variabilidade (muitas vezes erradamente denominada “intermitência”) desta forma de produção, torna-se necessário contratar reserva de modo a garantir o funcionamento seguro e ininterrupto do sistema. Este mesmo facto foi comprovado mediante a análise dos valores mensais da reserva contratada pela REN [51] e a sua comparação com a quantidade de energia eólica no sistema. Poder-se-ia argumentar que a contratação de mais reserva, apesar de esta ser paga pelos intervenientes que sofram desvios e não pelos consumidores, teria ainda assim efeito no preço, de uma forma similar ao “encargo G” referido em 3.3.2.1. No entanto, a relação entre a quantidade de reserva contratada e o preço de mercado não suporta tal teoria. Nas Figura 5.14 e 5.15 podemos verificar o resultado destas duas análises.

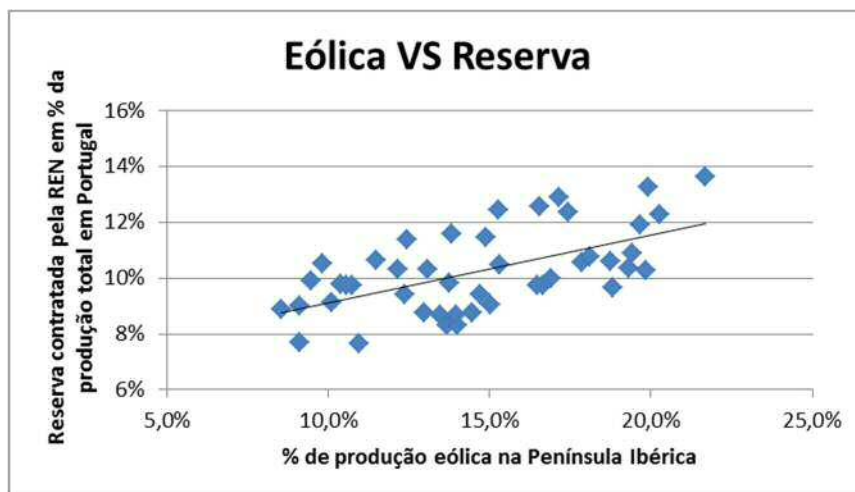


Figura 5.14 - Produção eólica vs reserva contratada.

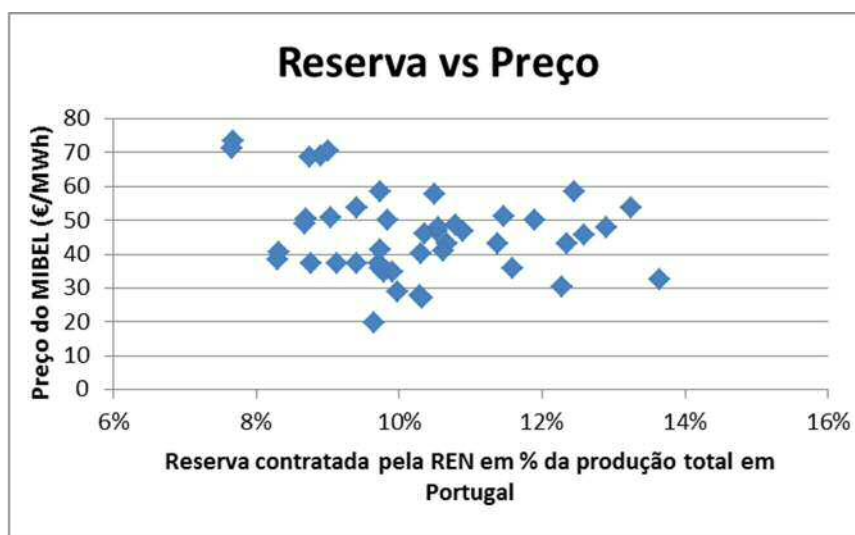


Figura 5.15 - Reserva contratada vs preço de mercado

Por outro lado, tanto a produção de energia eólica como a da outra PRE apresenta um sobrecusto que é pago pelo consumidor final através da Tarifa de Uso Global do Sistema, que é tanto maior quanto mais elevada é a produção proveniente destas fontes. Desta forma, é preciso tomar em conta também este valor no custo da energia produzida. Usando os valores previstos pela ERSE [30] para o sobrecusto das diferentes tecnologias, foram calculados alguns valores referentes aos primeiros meses de 2012, que são apresentados na Figura 5.16. Note-se que estes valores não correspondem aos praticados pois não é tomado em conta o diferimento de sobrecustos feito para este ano.

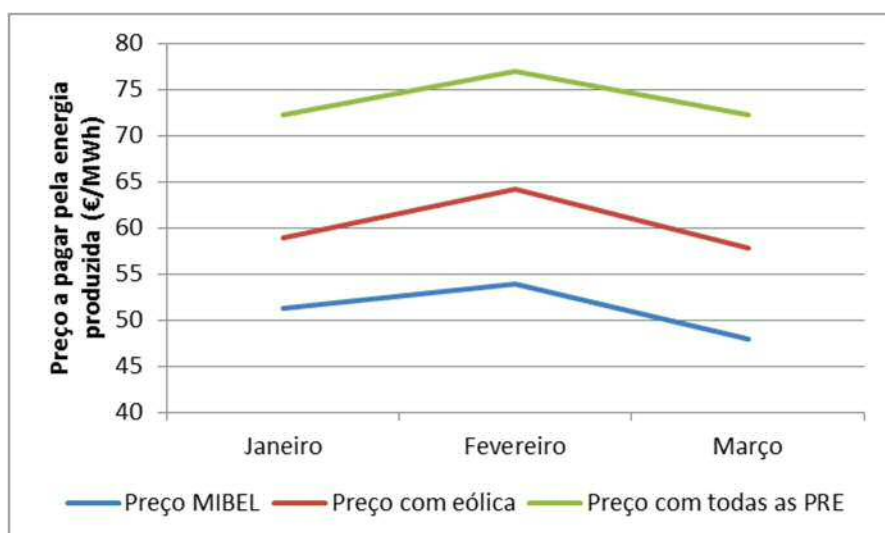


Figura 5.16 - Preço da energia incluindo sobrecustos.

O preço, incluindo todas as PRE, será mais próximo do preço real que se paga pela energia. Falta no entanto contabilizar um valor, que em média ascende a 13,81 €/MWh referente ao sobrecusto dos CAE, aos CMEC e à garantia de potência [30].

Por outro lado, como já foi demonstrado, um aumento da produção eólica faz com que o preço desça, contrabalançando um pouco o aumento do sobrecusto. Tomando a aproximação feita pela linha de tendência da Figura 5.12 de 3,25 €/MWh por cada 1000 GWh, as estimativas da ERSE para o preço médio da energia em mercado de 57,3 €/MWh e de 860 GWh para a produção eólica mensal, e considerando também que Portugal consome em média 15,6% da energia total produzida na Península Ibérica e produz cerca de 17,5% do total da energia eólica (o valor tem oscilado entre 16% e 19% nos últimos meses), desenhou-se algumas curvas, considerando várias hipóteses. Estas curvas estão representadas na Figura 5.17, e consideram apenas o preço de mercado e o sobrecusto da tecnologia eólica.

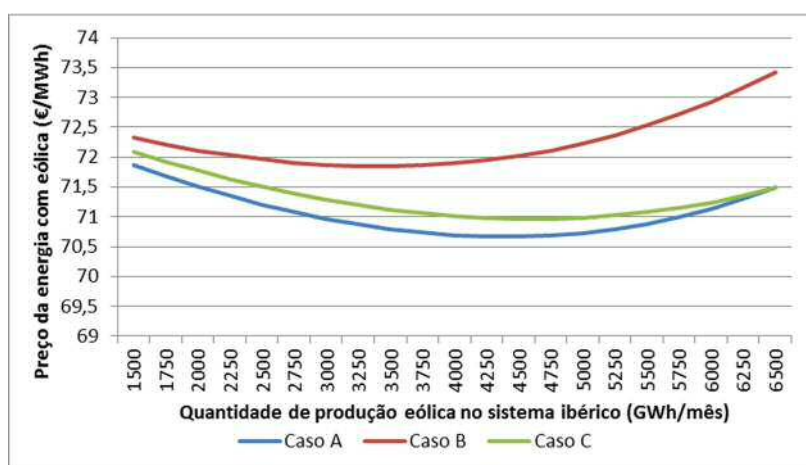


Figura 5.17 - Estimativa do efeito da energia eólica no preço da energia

Caso A: Toda a produção eólica é consumida diretamente pela carga, e tem influência no preço. Neste caso não há multiplicação de subsídio, pois a energia subsidiada é diretamente aproveitada, evitando a compra de energia em mercado. Esta é a situação ideal.

Caso B: 10% da energia eólica subsidiada é usada para bombagem (ou seja, é paga a sua produção mas apenas é utilizada pelas cargas quando comprada, novamente, à central que a utilizou para bombagem) ou, em alternativa, é vendida em leilão abaixo do preço médio (no 2º leilão de PRE o preço fixou-se em 51,3 €/MWh, mais de 10% abaixo dos 57,3 €/MWh aqui considerados). Este caso pretende modelizar algumas situações que acontecem no funcionamento normal e no contexto atual.

Caso C: 20% da energia é usada para bombagem, ou em alternativa vendida 20% abaixo do preço definido (mesma situação do caso B) mas o sobrecusto cai também 20%. Este caso pretende refletir de alguma forma o modelo idealizado da coordenação hidro/eólica, numa situação futura em que o preço da energia eólica desça.

Embora no contexto atual a produção de energia eólica possa pesar negativamente no preço, esta análise permite estimar que a utilização da energia eólica permitirá obter benefícios mediante uma futura redução do sobrecusto já referido. Estes benefícios estão associados à redução do preço final bem como à redução da importação de combustíveis fósseis. Já os outros tipos de PRE, principalmente a solar fotovoltaica pelo seu preço, e a cogeração tanto pelo preço como pela quantidade, apresentam um encargo financeiro bastante pesado para o sistema, sem no entanto apresentar algum contributo mesurável.

Capítulo 6

Estimativa da Evolução das Tarifas

Tendo em conta a análise feita nos capítulos anteriores, é possível estimar a evolução do valor das diversas componentes do preço final da eletricidade. Esta estimativa é, em grande parte, condicionada por fatores afectados por um elevado grau de incerteza, como por exemplo o preço dos combustíveis. Embora existam de facto previsões neste campo não são, como facilmente se compreende, fiáveis. No entanto há muitas componentes que são relativamente previsíveis, e para as outras é possível traçar cenários.

É muito importante ter a noção, porém, que esta estimativa (ou previsão) corresponde a um exercício puramente académico e que, embora alguns aspetos em particular possam ser interessantes e até úteis, de maneira alguma poderá permitir prever a evolução dos preços da eletricidade uma vez que estes podem ser ainda em larga medida afectados por opções políticas¹⁶.

6.1 - Tarifas de Uso das Redes de Transporte e Distribuição

Estas tarifas dependem essencialmente de custos fixos, custos de investimento nas infra-estruturas de transporte e distribuição, pelo que os seus valores são bastante previsíveis, e têm tido uma evolução constante. Como já vimos anteriormente (Figura 3.15), após um período em que as tarifas relativas ao uso das redes de distribuição sofreram uma redução drástica, não tem havido em geral grandes alterações no seu valor. Há no entanto uma exceção a essa regra, que são as tarifas relativas à Alta Tensão, tanto a nível do transporte como da distribuição, que sofreram um aumento justificado, em grande parte, pela

¹⁶ O Secretário de Estado da Energia Artur Trindade afirmou por várias vezes que o governo limitará os aumentos a 1,5% ao ano acima do nível da inflação.

proliferação de parques eólicos em Portugal nos últimos anos, o que obrigou a um aumento significativo no investimento de forma a integrar estes aproveitamentos no sistema.

No futuro poderão haver evoluções tecnológicas que exijam novamente investimentos significativos nas redes de distribuição, como seja o surgimento de uma tecnologia de produção fotovoltaica economicamente competitiva, ou o aumento significativo da utilização do veículo elétrico. Por outro lado, têm ocorrido evoluções tecnológicas que permitem um embaratecimento do investimento em infra estruturas, como é o exemplo dos cabos de alumínio com alma de carbono, que embora mais caros permitem uma redução significativa de perdas, e dado serem muito mais leves, necessitem de menos apoios para um mesmo corredor [52].

6.2 - Tarifa de Uso Global do Sistema

Na Secção 3.3.2.3 vimos que esta tarifa recupera essencialmente os custos associados aos seguintes aspetos:

- Sobrecusto da Produção em Regime Especial;
- Acertos dos CMEC e pagamento dos CAE;
- Transferências para as Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores;
- Mecanismo de garantia de potência;
- Amortização de valores diferidos em anos anteriores.

Quanto ao sobrecusto da Produção em Regime Especial, vimos em 5.4 que este é constituído essencialmente pelos apoios à energia eólica e à cogeração. A evolução deste custo estará portanto associada à potência instalada e ao regime de remuneração que lhe está associada. Tendo sido possível obter os valores da potência eólica instalada em Portugal [40] [54], estimando o tempo normal de cada contrato em 15 anos, e supondo que os contratos celebrados a partir de 2012 tenham um sobrecusto inferior aos atuais (considerou-se 25 €/MWh), calculou-se a potência eólica que beneficia de contratos deste tipo em cada ano. O resultado está apresentado na Figura 6.1. As barras a azul representam os contratos celebrados até 2012 e a vermelho os contratos novos.

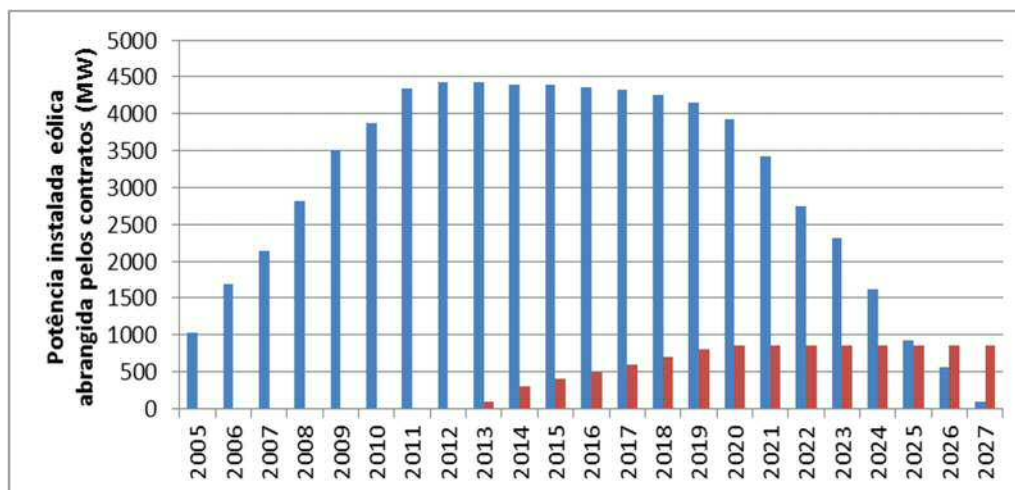


Figura 6.1 - Potência eólica abrangida por contratos de aquisição de energia.

Está prevista ainda a instalação de mais 243 MW em centrais de cogeração até 2020. Depois da publicação da Portaria nº 140/2012, a remuneração deste tipo de produção foi reduzida de um valor que se estima em cerca de 15%. No entanto, esta redução de custos é já tomada em consideração no conjunto de cortes indicados na Figura 6.2, pelo que para o cálculo do sobrecusto se considerará o sobrecusto atual para a nova potência instalada.

Quanto aos custos referentes aos CMEC e CAE, considera-se que se manterão inalterados até 2027. Não foram tecidas também quaisquer considerações quanto ao efeito do fim destes contratos no sistema, nomeadamente no preço da energia, para além do fim do encargo extraordinário que lhes está associado.

Devido à variabilidade dos valores das transferências para as regiões autónomas, e visto que estes se devem muito à utilização de combustíveis mais caros, dos quais não se perspectiva qualquer baixa significativa nos próximos anos, considera-se a manutenção do valor de 2012.

O mecanismo de garantia de potência foi alterado recentemente, resultando numa reestruturação dos custos como indicado na Figura 6.2. Por esta razão, será considerado que o valor referente ao mecanismo de garantia de potência será de aproximadamente 10 M€ por ano.

Para a estimativa dos valores referentes a anos anteriores a recuperar nos anos seguintes, serão considerados os valores calculados pela ERSE, apresentados na Figura 3.14.

Recentemente foram também tomadas pelo governo um conjunto de medidas para reduzir custos associados a esta tarifa. Destas medidas resulta a estimativa apresentada na Figura 6.2 [50].



Figura 6.2 - Efeitos previsionais das soluções para redução de custos.

Garantia de Potência

Revogação do mecanismo atual e substituição por um regime com maior racionalidade económica e menor incerteza para os investidores. Esta medida resulta numa redução de custos relativamente ao regime atual de 37 M€ em 2012, 64 M€/ano em 2013 e 2014, 52 M€/ano em 2015 e 2016, 38 M€ em 2017, 25 M€/ano entre 2018 e 2020, e de custos em torno de 10 M€/ano entre 2021 e 2035 [50].

Cogeração

Regulação do regime remuneratório da cogeração, que resulta numa redução de custos que se prevê evoluir entre 25 M€ em 2012 e 80 M€ em 2020, decrescendo progressivamente até se anularem em 2026 [50].

CMEC

Foi reduzida a anuidade dos CMEC através da diminuição da taxa de anuidade para 7,55%. Adicionalmente, para a central de Sines, foi definido o pagamento de uma contrapartida pela extensão da exploração desta central a carvão até 2020 (o prazo anterior era 31 de Dezembro de 2017) [50].

CAE

De modo similar ao que foi feito para a central de Sines, foi definido o pagamento de uma contrapartida pelo alargamento da licença da central até 2020. No caso desta central, o contrato teria terminado a 31 de Dezembro de 2012 [50].

Considerando todos os valores mencionados, foi calculada a evolução do valor total a recuperar através da Tarifa de Uso Global do Sistema nos próximos anos, que está representada na Figura 6.3. O valor de cada parcela pode ser lido no eixo da esquerda, e o valor total no da direita. No cálculo do valor total foi tido em conta o diferimento de valores efetuado este ano, pelo que o valor representado corresponde ao realmente previsto para as tarifas de 2012. De salientar o aumento verificado entre 2012 e 2013 de mais de 140%.

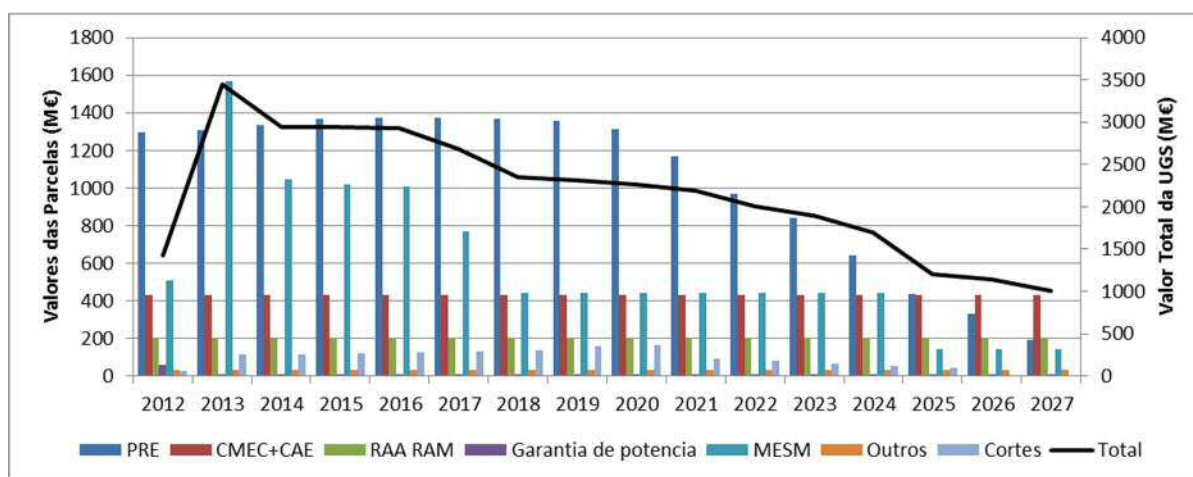


Figura 6.3 - Evolução estimada dos valores a recuperar pela Tarifa UGS.

Um aumento desta magnitude é, naturalmente, incomportável para o consumidor, pelo que é previsível que os valores sejam reestruturados, nomeadamente no que toca na amortização de valores em dívida.

6.3 - Tarifa de Energia

Tendo analisado no Capítulo 5 o efeito no preço de cada um dos tipos de produção de energia, pode-se traçar um cenário da evolução do mesmo tendo por base os investimentos previstos quanto a tecnologias de produção de energia, nomeadamente no Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH) e no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER).

6.3.1 - Produção Térmica

Quanto à evolução da potência instalada em termos de produção térmica em regime ordinário, estão planeadas a saída de serviço de centrais térmicas e centrais a carvão, como apresentado na Figura 6.4 [54].

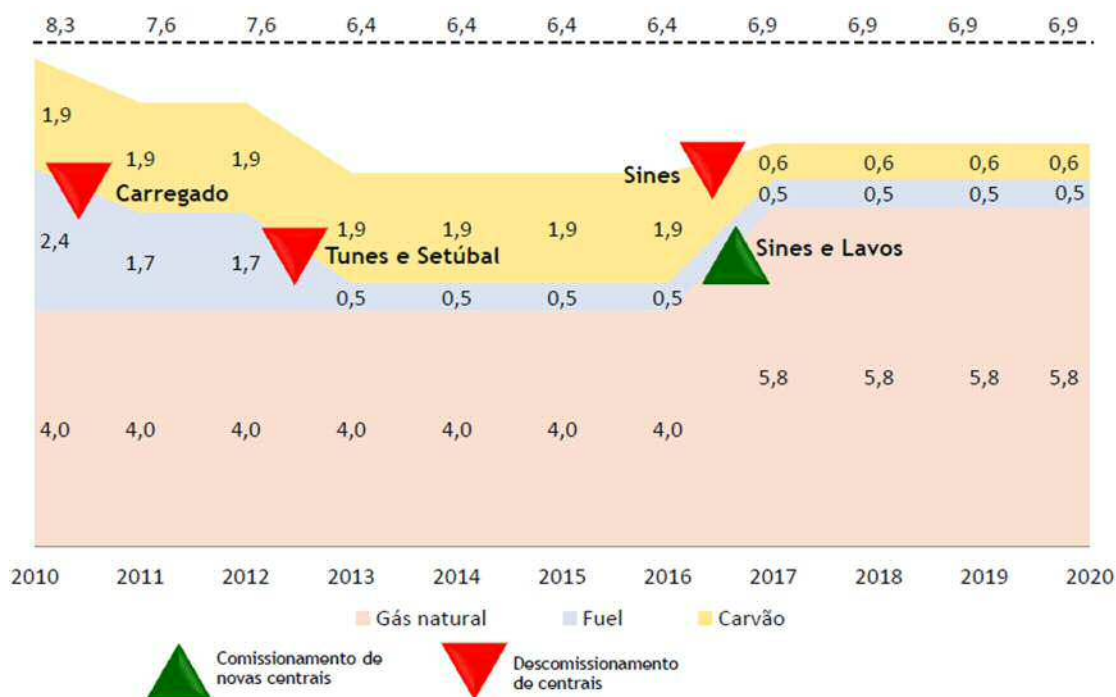


Figura 6.4 - Estimativa da evolução da PRO térmica (GW).

O descomissionamento de centrais a *fuel*, como vimos na Secção 5.3, tem pouca ou nenhuma influência no preço da produção térmica, pois esta produção depende essencialmente das centrais a ciclo combinado e a carvão, sendo que as centrais a *fuel* apenas são usadas em casos pontuais para garantir o funcionamento contínuo do sistema. Este facto pode ser confirmado pela Figura 6.5 que mostra a ausência de qualquer tendência na relação entre a quantidade de produção a *fuel oil* e o preço. Por esta razão, admite-se que o seu descomissionamento se deva ao fim de vida destas centrais e ao facto de não serem necessárias para garantir a segurança de abastecimento, nomeadamente, nas horas de ponta.

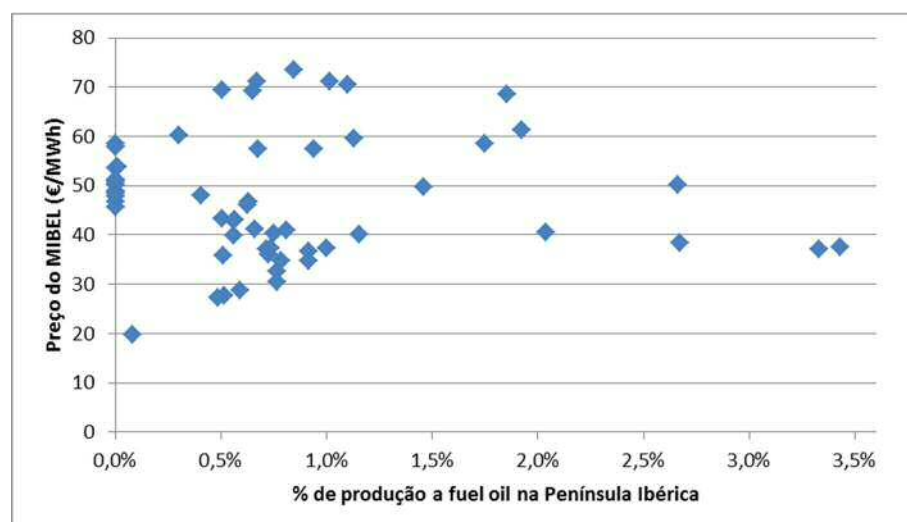


Figura 6.5 - Relação entre a quantidade de produção a fuel oil e o preço do MWh

Quanto à substituição de centrais a carvão por centrais a ciclo combinado é motivada, entre outros aspetos, pelo objetivo fixado para a redução de emissões de CO₂ e pelo seu rendimento mais elevado. Como vimos na Secção 5.3, o preço da energia é guiado pelo preço médio da produção térmica, a qual é guiada essencialmente pela relação entre a produção a carvão e em centrais CCGT. A Tabela 6.1 mostra o custo variável calculado destes dois tipos de produção nos primeiros meses do ano. Como se pode verificar, o custo variável da produção a carvão é muito inferior ao da produção a gás natural, pelo que se esta tendência se mantiver, a substituição de centrais a carvão por centrais a gás natural fará subir o preço do MWh.

Tabela 6.1- Cálculo de valores referentes à produção térmica para 2012.

Gás Natural Russo	Jan-12	Feb 2012	Mar-12
\$ / 1000 m3	443,88	439,92	450,36
m3	962492016	8,6E+08	6,5E+08
\$	427230956	3,78E+08	2,93E+08
\$/MWh	80,9916505	80,2691	82,17401
€/MWh	62,7688531	60,70463	62,25117
Carvão Australiano	Jan-12	Feb 2012	Mar-12
\$ / Ton	124,18	123,38	112,59
Ton	2372667,5	2411145	2097570
\$	294637851	2,97E+08	2,36E+08
\$/MWh	44,6556306	44,36795	40,48782
€/MWh	34,6082923	33,55388	30,67167

Poder-se-ia também argumentar que o preço das emissões de CO₂ tem um peso importante nos custos variáveis da produção a carvão. No entanto, o preço das emissões tem caído visivelmente [53] sendo previsível o *crash* deste mercado na Europa, como aconteceu no final de 2010 nos Estados Unidos da América. A sustentar esta hipótese está também o aparente afastamento de certos países como a Alemanha da produção nuclear, que terá de ser substituída por outro tipo de geração térmica.

6.3.2 - Produção Hídrica

No Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico constam oito investimentos atribuídos (inicialmente dez, dois dos quais não foram concessionados), com uma produtividade média anual total de 1312 GWh. Como já vimos, um aumento de produção hídrica está relacionada com a diminuição do preço de mercado, pois reduz a necessidade de produção de origem térmica. Recorrendo ao gráfico da Figura 6.6 pode-se estimar, embora de forma algo grosseira, esse impacto. Tomando a inclinação da linha de tendência, que descai cerca de 7,3 €/MWh a cada 1000 GWh, estima-se que o aumento médio de cerca de 110 GWh/mês faça baixar o preço em cerca de 0,8 €/MWh.

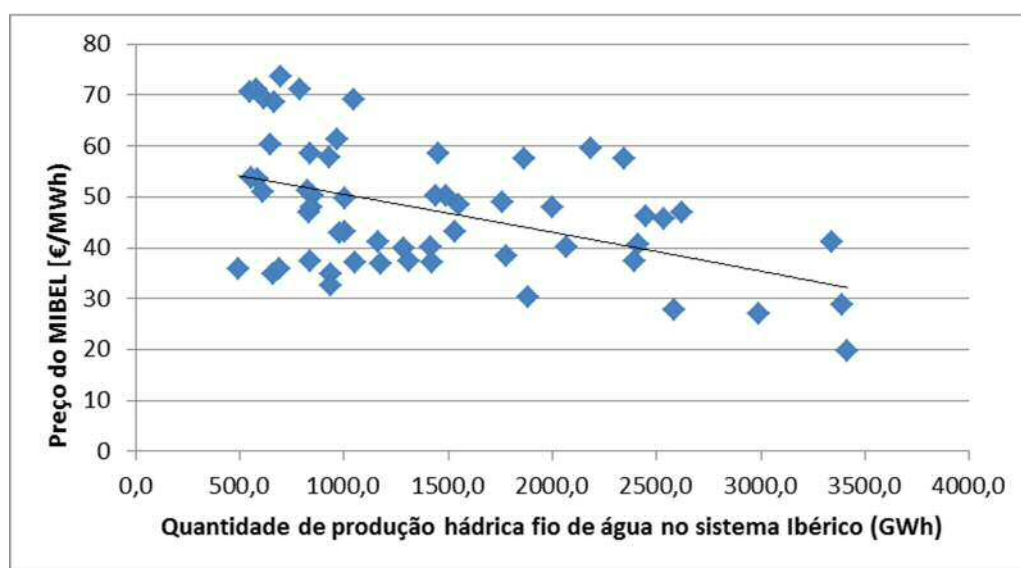


Figura 6.6 - Relação entre hídrica fio de água e preço do MIBEL

Por outro lado, o aumento da produção hídrica reduz a exposição aos preços dos combustíveis fósseis e diminui as suas importações. Adicionalmente, podem haver vantagens derivadas do aumento da capacidade de bombagem conferido pelas barragens, no caso da Hipótese C exposta na Secção 5.4.

6.3.3 - Produção em Regime Especial

Segundo o documento provisório do Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis, serão suspensos “todos os novos licenciamentos da PRE até nova revisão das metas em 2014/15”. Supõe-se que esta medida pretende reavaliar as condições dadas à Produção em Regime Especial, visto que o sobrecusto gerado pesa bastante na tarifa paga pelos clientes finais. Dada esta estagnação, não se pode concluir qualquer evolução neste campo para além do que já foi estudado na Secção 6.2, no que se refere ao sobrecusto. No entanto, pode-se observar que, caso não hajam novos investimentos em produção eólica e, ao mesmo tempo, os parques eólicos existentes forem desligados da rede após o término do seu contrato, dar-se-á o efeito mencionado na secção 5.4, isto é, um aumento do preço em cerca de 3,25€/MWh por cada 1000 GWh que deixassem de ser gerados em cada mês.

6.4 - Evolução global para um exemplo típico

Com os mesmos valores usados para o exemplo da Figura 3.10 da Secção 3.3.2 (3,45 kVA de potência contratada, e consumo médio mensal de 200 kWh) estimou-se a evolução do preço, sem IVA, das tarifas. Visto que embora haja uma certa indicação da subida do preço da produção de energia elétrica, este é bastante incerto e difícil de quantificar. Considerou-se por isso um aumento de 1% ao ano na Tarifa de Energia. Considerou-se também um desconto de 5% na tarifa de energia devido à liberalização da comercialização. A Figura 6.7 mostra os valores calculados.

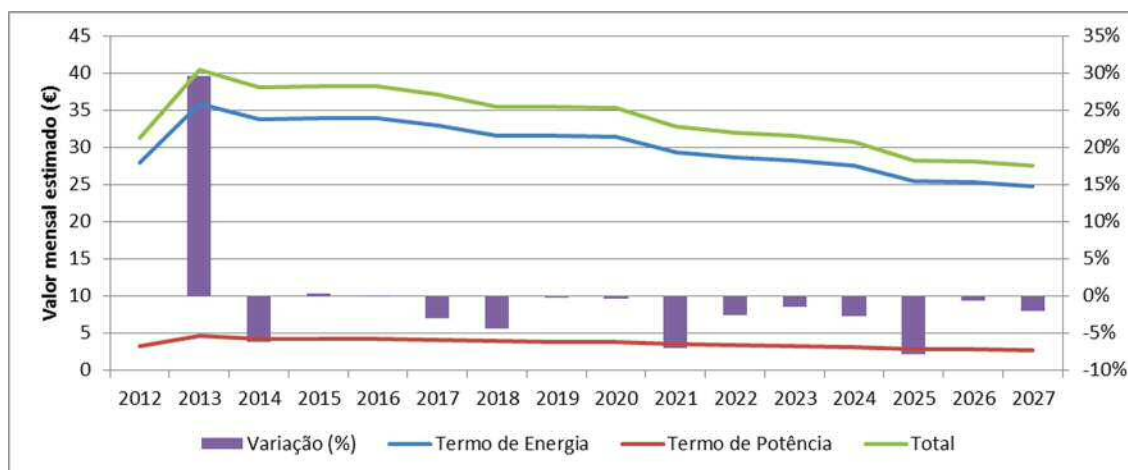


Figura 6.7- Estimativa da evolução do preço de energia para um caso típico de BTN.

É notório o aumento estimado entre 2012 e 2013 à volta de 30%, seguido de anos em que o preço se mantém ou diminui. É portanto previsível que estes valores sejam alvo de reestruturações, nomeadamente os que dizem respeito à recuperação de valores diferidos em anos anteriores apresentados na Figura 3.14. Considerando um aumento estável de 4% ao ano

do custo da energia, calculou-se a diferença entre o valor acumulado pago pela via dos aumentos suavizados com o pago pelas diferenças consideradas na Figura 6.7. Esses valores estão apresentados na Figura 6.8.

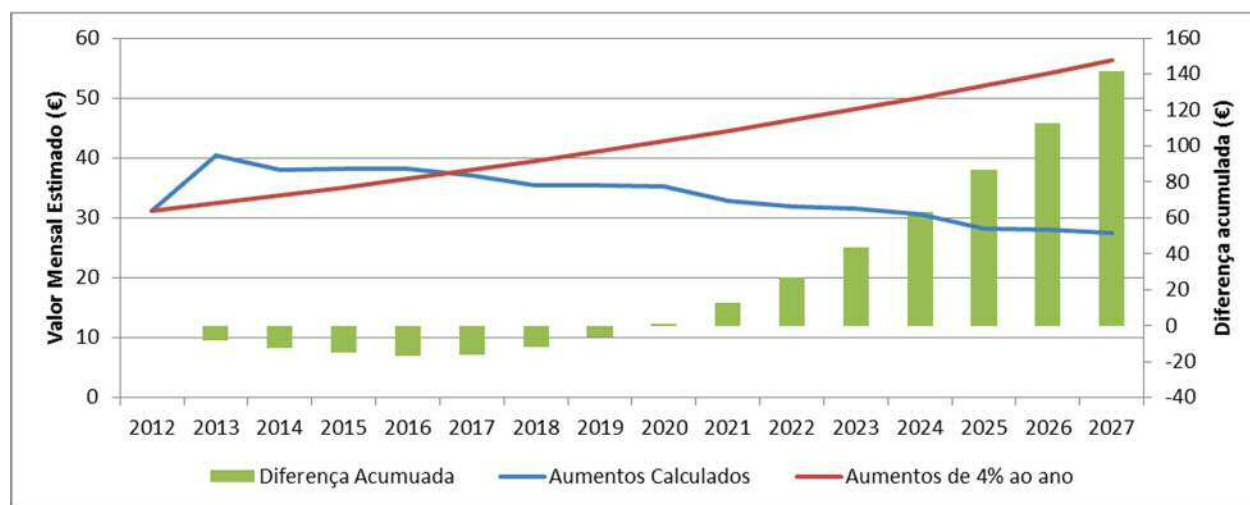


Figura 6.8 - Diferentes evoluções do preço final.

As barras a verde, cujos valores são lidos no eixo da direita, representam a diferença acumulada, até à data em questão, entre os valores pagos considerando os preços a vermelho e os preços a azul. Desta forma podemos reparar que por volta de 2020 o valor passa a ser positivo, isto é, o valor total pago considerando aumentos de 4% ao ano passa a ser maior do que o valor pago considerando os aumentos inicialmente previstos.

Assim sendo, e supondo que a evolução das tarifas para o tipo de cliente analisado neste exemplo se reflete de uma forma similar no resto dos clientes, e portanto nos valores globais a recuperar pelas tarifas, podemos concluir pelo gráfico que caso se opte por fixar aumentos de 4% ao ano, o valor deste aumento poderá ser reduzido por volta do ano 2020. Note-se que os valores calculados dependem ainda fortemente da evolução do preço da energia e do mercado retalhista pois, embora este vá deixar de ser regulado, é necessário tê-lo em conta caso se pretenda limitar o aumento real do preço final da eletricidade.

Capítulo 7

Conclusões

O setor funcionou durante muitos anos e na sua globalidade como um monopólio, pois deste tipo de estrutura de mercado resulta, em princípio, uma maior eficiência a nível técnico, que se refletirá no preço. No entanto, conforme o setor foi evoluindo, foram-se encontrado abordagens diferentes para cada segmento da cadeia de valor no sentido de melhorar cada vez mais a eficiência a nível global, quer introduzindo concorrência, quer introduzindo regulação.

Uma regulação estável, firme e bem ajustada a cada segmento da cadeia é essencial ao bom funcionamento do sistema, pois maximiza a eficiência das entidades reguladas. Para a concretização do seu objetivo, que é simular ao máximo os resultados que poderiam ser obtidos em ambiente concorrencial, é necessário muitas vezes recorrer a mecanismos avançados e sofisticados, que não são óbvios à primeira vista.

O princípio da aditividade tarifária é crítico para fazer uma correta atribuição dos encargos aos consumidores, evitando situações de subsidiação cruzada. No entanto, há casos em que esta atribuição não é feita correctamente, como é o exemplo dos encargos com a PRE FER uma vez que, embora se trate de custos com a produção de energia, são suportados essencialmente pelos consumidores em BTN com potência contratada entre 2,3 e 41,4 kVA. Esta situação gera um mecanismo de subsidiação cruzada, pois como vimos a energia eólica faz baixar o preço da energia para todos os clientes, mas tem um sobrecusto pago apenas por alguns.

Já a comercialização, para além de ter todas as condições para se aproximar de um modelo de concorrência perfeita, tem mostrado sinais positivos no caso dos consumidores de grande dimensão. Embora o mercado de Baixa Tensão acarrete custos bastante maiores em termos de, por exemplo, faturação e apoio ao cliente, devido ao reduzido rácio de consumo

por cliente, é o mais importante em termos de consumo total e, como tal, espera-se que tenha uma evolução igualmente positiva.

Ainda que até à data não tenham surgido quaisquer propostas de tarifários bi ou tri-horários para Baixa Tensão Normal no mercado livre, a ERSE decidiu aplicar aos clientes alimentados pelo CUR que usufruem deste tipo de tarifário uma tarifa transitória agravada, da mesma maneira que aos que se regem pela tarifa simples, para os incentivar a mudar para o mercado livre. Caso não haja mudança de posição, quer dos comercializadores livres, quer da entidade reguladora, esta conjuntura levará ao desaparecimento de cliente em Baixa Tensão Normal com contadores bi e tri-horários, que resultará em última instância numa perda de eficiência para o sistema.

Embora todas as centrais hídricas influenciem o preço de mercado no mesmo sentido - o aumento da produção faz diminuir o preço - estas têm um efeito diferente consoante a sua capacidade de armazenamento. Enquanto que uma capacidade de armazenamento reduzida obriga a turbinar independentemente do preço, conforme a capacidade de armazenamento vai aumentando a capacidade de gestão da água também aumenta, e com ela a capacidade de influenciar o preço.

Conclui-se também que o preço de mercado é guiado por dois vectores: o preço médio do carvão e do gás natural usados, que define fortemente o valor médio do preço de mercado, e a quantidade de produção hídrica de albufeira presente no sistema que define o afastamento dessa média - para valores superiores quando é escassa, e inferiores quando é abundante. A produção de fontes hídrica a fio de água e eólica também faz reduzir o preço embora não de uma maneira tão sistémica como a hídrica de albufeira.

Em termos de Produção em Regime Especial, constata-se que existe uma diferença significativa entre a energia eólica e as restantes. A produção eólica não só faz baixar o preço de mercado, como reduz a necessidade de utilização de gás natural. No entanto, no contexto atual o efeito positivo é anulado pelo efeito negativo causado pelo preço previsto nos contratos celebrados com este tipo de produtores. Este tipo de tecnologia tem, no entanto capacidade para ser competitiva, e pode ser uma grande mais-valia para o sistema elétrico e para o consumidor, caso a sua remuneração seja fixada de uma forma mais racional.

A cogeração representa a segunda maior parcela incluída na PRE, quer em termos de custo quer em termos de produção. Visto que se trata de uma medida de eficiência energética, que visa aproveitar sistemas que de outra maneira gerariam apenas calor para gerar também eletricidade, não faz sequer sentido ser remunerada a um preço acima do

mercado. A sobre remuneração, para além de fazer encarecer o preço final da produção de eletricidade, incentiva as empresas a produzir mais do que seria necessário, pervertendo desta maneira a intenção original da medida. Este mecanismo necessita portanto de ser revisto, não apenas em termos de preço praticado, mas de estrutura, para que resulte de facto numa redução global do consumo de energia primária.

Pelos valores pagos às restantes formas de produção de energia incluídas na PRE, facilmente se conclui que estas não são ainda competitivas. Desta forma, não faz sentido subsidiar a produção de eletricidade para consumo a partir destas fontes primárias de energia, mas sim apoiar projetos de investigação e desenvolvimento para que estas tecnologias amadureçam e se possam tornar rentáveis.

As Tarifas de Acesso às Redes representarão nos próximos anos uma parcela cada vez maior no preço da energia, fruto não do investimento em infra-estruturas de transporte e de distribuição que se prevê estável, mas de valores a recuperar de anos anteriores e sobrecustos com a produção em regime especial. No entanto, caso não sejam celebrados novos contratos com produtores acima do preço de mercado, estes valores tenderão a reduzir-se e a ser eliminados à medida que os contratos antigos forem caducando.

Se, por um lado, o esforço feito para aproveitar ao máximo os recursos hídricos do país deverá ter uma influência positiva no preço da energia, o investimento previsto em centrais CCGT em detrimento das centrais a carvão deverá ter o efeito oposto, aumentando o custo global de produção. Já a suspensão temporária de novos licenciamentos de PRE é uma medida cautelosa que previne, para já, o agravamento do sobrecusto associado. No entanto poderá ser bastante positivo a muitos níveis que novos contratos deste tipo voltem a ser celebrados, caso o preço acordado seja benéfico para ambas as partes.

Nos próximos anos a parcela de custos que diz respeito aos valores não pagos em anos anteriores vai representar uma grande parte das Tarifas de Acesso às Redes, causando, se nenhuma medida adicional for tomada, um aumento de 30% no preço da energia do próximo ano. No entanto o governo revelou já a intenção de limitar estes aumentos a 4% ao ano, pelo que esta será a estimativa mais realista. Caso o valor das restantes parcelas não aumente significativamente, estima-se que os aumentos possam abrandar por volta de 2020.

Finalmente, agradece-se à EDP Produção a proposta deste tema e espera-se que o trabalho agora apresentado e as conclusões obtidas tenham permitido corresponder aos objetivos inicialmente delineados.

Referências

- [1] Rocha Martins, Francisco José da, "O Governo Provisório da República Portuguesa", capítulo XIV, Editorial Inquérito, 1945.
- [2] Decreto-Lei 1975 nº 205-G 16 de Abril - Nacionalização das 14 Empresas Elétricas.
- [3] Tomé Saraiva, João Paulo, "Mercados de Electricidade - Uma Introdução", FEUP, 2011.
- [4] Soares, Isabel, "O Mercado Europeu de Electricidade", FEP, 2011.
- [5] Sucena Paiva, José Pedro, "Redes de Energia Eléctrica - Uma Análise Sistémica", IST Press, 2007.
- [6] Tomé Saraiva, Pereira da Silva, Ponce de Leão, "Mercados de Electricidade - Regulação e Tarificação de Uso das Redes" FEUP edições, 2002.
- [7] Decreto-Lei 1976 nº 502 - 30 de Julho.
- [8] Decreto-Lei 1991 nº 7 - 8 de Janeiro.
- [9] Decreto-Lei 1995 nº 182 - 27 de Julho.
- [10] EDP, "Relatório e Contas - Caderno Financeiro", 2004.
- [11] Decreto-Lei 2002 nº 97 - 12 de Abril.
- [12] ERSE - Preços de Electricidade em 2012 - <http://bit.ly/GDFWJT>
- [13] Jornal de Negócios - Chineses da Three Gorges ganham privatização da EDP - <http://bit.ly/GDG8ZF>
- [14] REN - História do Grupo - <http://bit.ly/GK2eK9>
- [15] Decreto-Lei 2000 nº 198 - 24 de Agosto.
- [16] ERSE - Construção e Desenvolvimento do MIBEL - <http://bit.ly/GEt5YW>
- [17] Decreto-Lei 2004 nº 240 - 27 de Dezembro.
- [18] ERSE - Tarifas Reguladas em 2012 - <http://bit.ly/GHE061>
- [19] ERSE - Extinção das Tarifas Reguladas - <http://bit.ly/GlulmV>
- [20] Castro, Rui M. G., "Breve caracterização do Sistema Eléctrico Nacional", IST, 2009.
- [21] REN - O Sistema Elétrico Nacional - <http://bit.ly/GEOMnS>

- [22] ERSE, “Termos e Condições de realização de Leilões de Colocação de PRE”, Directiva ERSE nº 5-2011 de 24 de Novembro.
- [23] Decreto-Lei 2006 nº 33 - 15 de Fevereiro.
- [24] Tomé Saraiva, João Paulo "Regulação e Tarifas em Portugal Continental", FEUP, 2010.
- [25] Tomé Saraiva, João Paulo "Regulação da Qualidade de Serviço em Portugal Continental", FEUP, 2010.
- [26] Decreto-Lei 2007 nº 139 - 27 de Abril.
- [27] DGEG - QUAR 2010 - <http://bit.ly/GIJAnZ>
- [28] Sochirca, Elena, "Funcionamento dos Mercados - Fundamentos Económicos", FEP, 2011.
- [29] Sochirca, Elena, "Estruturas de Mercado - Concorrência Perfeita e Imperfeita", FEP, 2011.
- [30] ERSE, "Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2012 e parâmetros para o período de regulação 2012-2014", ERSE, Dezembro de 2011.
- [31] ERSE, "Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014", ERSE, Dezembro de 2011.
- [32] ERSE - Períodos Horários - <http://bit.ly/Hk58Xt>
- [33] ERSE, "Estrutura tarifária do setor elétrico em 2012", ERSE, Dezembro de 2011.
- [34] ERSE - Perfis de Consumo 2012 - <http://bit.ly/HDIfOO>
- [35] REN - Perfis de Consumo 2012 - <http://bit.ly/HvO52E>
- [36] Decreto-Lei 2012 nº 74 - 26 de Março.
- [37] CMVM, CNE, CNVM, ERSE, “Descrição do funcionamento do MIBEL”, Trabalho realizado pelo conselho de reguladores do MIBEL, Novembro de 2009.
- [38] BPI, “O Sector Elétrico em Portugal - Contributo para Discussão”, Março de 2011.
- [39] ERSE - Resultados do 2º Leilão de PRE - <http://bit.ly/JKGU8D>
- [40] INEGI, “Parques Eólicos em Portugal”, Dezembro 2011.
- [41] ERSE - Mercado Diário - <http://bit.ly/LRN874>
- [42] OMIE - <http://www.omie.es>
- [43] Henriques, Carlos F.G.H., "Análise Estatística dos Resultados do Mercado Ibérico de Electricidade no ano de 2010" - FEUP, Junho 2011.
- [44] ERSE - Relatórios Mensais - <http://bit.ly/MKH7ZP>
- [45] ERSE - Relatório Mercado Liberalizado de Electricidade - Março 2012.
- [46] Comodity prices - <http://www.indexmundi.com/>
- [47] DGGE - Preços dos combustíveis (fuelóleo) <http://bit.ly/LYXDUE>

- [48] Conteúdo Energético dos Materiais - <http://bit.ly/energynumbers>
- [49] Mendes Pires, Patrícia Carla, “Desenvolvimento de uma metodologia de avaliação de riscos ambientais para apoiar a elaboração de planos de emergência”, ISEGI, Novembro de 2005.
- [50] Ministério da Economia, “Estimativa da poupança com cortes de rendas de energia” (gentilmente fornecido por Miguel Prado, Jornal de Negócios).
- [51] REN - Valores de reserva contratada - <http://bit.ly/Lnrbzi>
- [52] Novos cabos de alma de carbono - <http://bit.ly/LFNdO3>
- [53] Bloomberg - Preço das emissões de CO2
<http://www.bloomberg.com/quote/PNXCSPT2:IND/chart>
- [54] DGEG ,“Linhas estratégicas para a revisão dos Planos Nacionais de Ação para as Energias Renováveis e Eficiência Energética - Versão para discussão pública”, Junho 2012.